



ANEXO EXTENDIDO



DICIEMBRE 2024



CONTENIDOS

- 1 | CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA 3
 - 1.2 SUBSECTOR ELÉCTRICO 6
 - 1.3 SUBSECTOR COMBUSTIBLES 9
- 2 | DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO 11
 - 2.1 ANÁLISIS SECTORIAL DE EMISIONES 12
 - 2.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS, VULNERABILIDAD Y RIESGOS..... 17
- 3 | PROCESO PARTICIPATIVO DEL PLAN **¡Error! Marcador no definido.**
 - 3.1 PARTICIPACIÓN TEMPRANA **¡Error! Marcador no definido.**
- 4 | LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN 23
 - 4.1 REVISIÓN MITIGACIÓN..... 24
 - 4.2 REVISIÓN ADAPTACIÓN 25
- 5 | EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE 26
- 6 | PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA 29
 - 6.1 REVISIÓN ADAPTACIÓN 41
- 7 | PROTOCOLO MONITOREO..... 40

1 | CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA

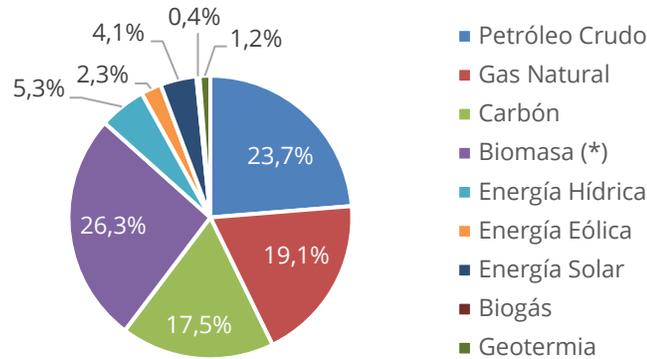




El sector energía comprende todos los sectores de consumo y segmentos de la cadena de valor de la oferta de la energía. Los principales sectores de consumo final incluyen los hogares, el transporte, el comercio, la industria y la minería. Por su parte, la oferta del sector energético distingue entre el suministro de energía eléctrica y de combustibles.

Según el Balance Nacional de Energía (BNE) de 2022, la matriz de energía primaria alcanzó casi 328 mil Tcal. De este consumo, el 60% corresponde a combustibles fósiles y 40% a fuentes renovables, mientras que el consumo total de Chile alcanzó casi las 607 mil Tcal.

Figura 1. Composición de la Matriz Energética Primaria. (*biomasa considera licor negro)



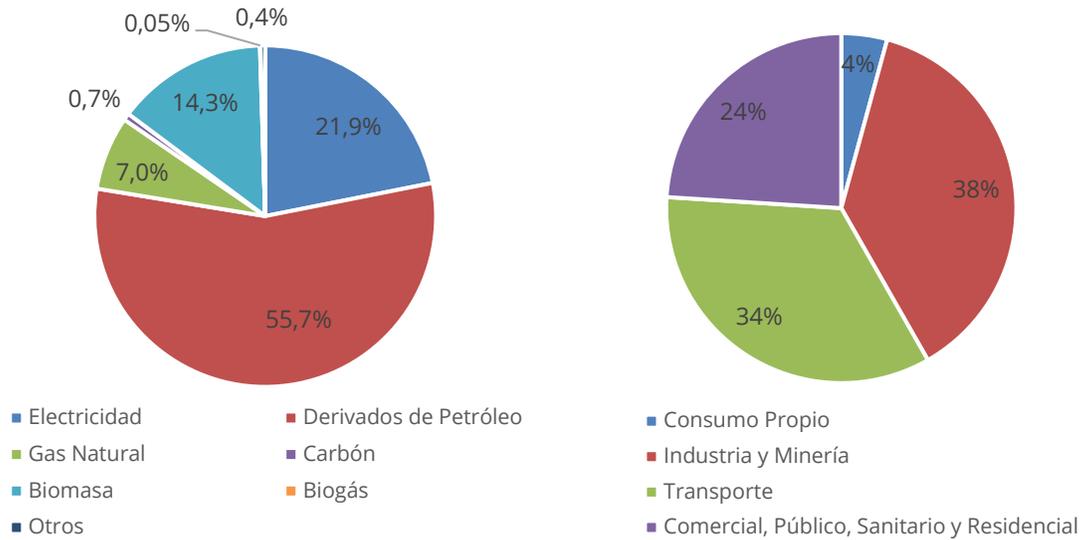
Fuente: BNE, 2022.

El consumo final representa el 54%, mientras que los centros de transformación un 46% del total. Considerando lo anterior, y desde un punto de vista de seguridad energética, la transición energética contribuye significativamente a reducir la dependencia de recursos fósiles externos. De acuerdo a información del BNE (2022) Chile importa el 98% del petróleo crudo utilizado para producir derivados de petróleo en las refinерías de ENAP; por otra parte, Chile importa el 61% de los derivados de petróleo que se consumen tanto en los sectores de consumo final como en los centros de transformación, el resto de estos se produce con petróleo crudo cuyo origen es principalmente externo. Así, se desprende que casi la totalidad del petróleo consumido en el país proviene del extranjero. En el caso del gas natural, las importaciones representan alrededor de 80%. En 2022 el consumo final alcanzó casi 328 mil teracalorías. En los sectores de demanda final dominan los derivados de petróleo, biomasa¹ y electricidad que en conjunto representan casi el 92% del consumo.

¹ En esta cifra se incluye el licor negro.



Figura 2. Composición de la Matriz de Consumo Final (izq.) y Composición Sectorial Consumo Final (der.) año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

Los sectores industria y minería, y el sector transporte representan los principales consumos de demanda final. Le siguen en participación los sectores comerciales, público, sanitario y residencial. El sector energético representa el consumo final de empresas del sector energético lo que incluye a generadoras y refinerías de petróleo.

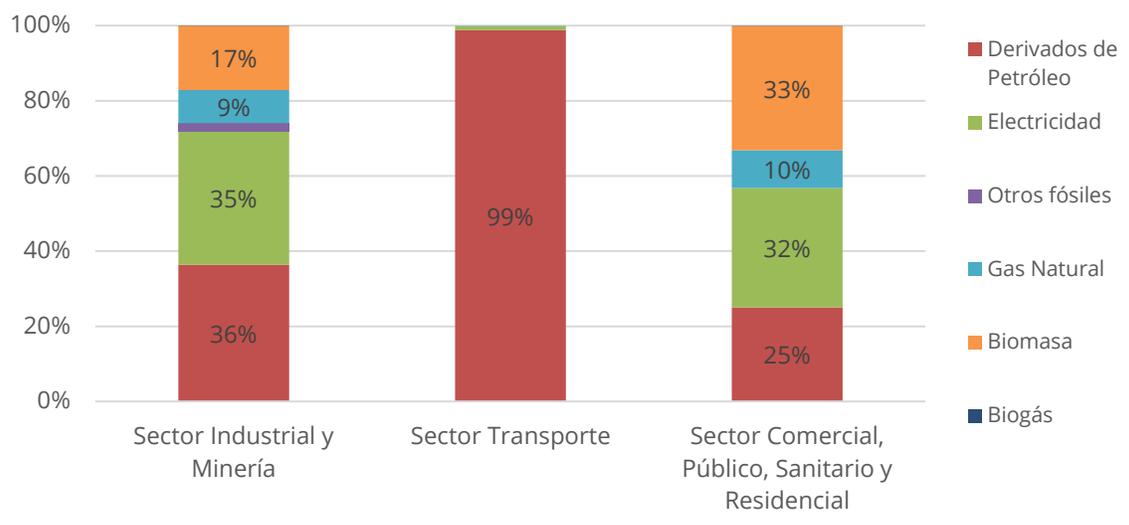
De las cifras de consumo sectorial desagregadas por energético es posible inferir desafíos relevantes respecto de las metas de carbono neutralidad. Por una parte, casi el 99% del consumo del sector transporte proviene de derivados de petróleo y casi el 61% del consumo final de derivados de petróleo se asocia al sector transporte. Por otro lado, más del 60% y casi el 35% de la energía eléctrica se consume en los sectores industria y minería, y Comercial, Público, Sanitario y Residencial, respectivamente. Del total del consumo eléctrico, alrededor del 2% es del sector transporte. Las cifras anteriores revelan que medidas como la electromovilidad u otros combustibles de bajas emisiones en transporte son fundamentales para la mitigación de emisiones del consumo final.

Las estadísticas de consumo final también reflejan la importante participación de derivados de petróleo -especialmente diésel- y energía eléctrica en los sectores industriales y mineros. Sin embargo, la carbono neutralidad requiere profundizar la sustitución del consumo de derivados de petróleo en la industria y minería por energía eléctrica y otros combustibles bajos en emisiones. El consumo industrial de biomasa- que incluye licor negro- se concentra en el sector papel y celulosa siendo este subsector responsable del 85% de este consumo.

Finalmente, los sectores comerciales, público, sanitario y residencial presentan importantes consumos de biomasa, energía eléctrica y derivados de petróleo. El subsector residencial representa casi el 75% del consumo de este sector siendo este responsable de casi la totalidad de consumo de biomasa para usos de calefacción y de casi el 66% de derivados de petróleo. El consumo eléctrico es relativamente bajo en el subsector residencial (24%) y más alto en el resto de los subsectores encontrándose estos entre 50 y 60%.



Figura 3. Participación de energéticos en los principales sectores de consumo final, año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

Al considerar los consumos regionales totales se observa que Biobío (22%), la Región Metropolitana (16%), Valparaíso (15%) y Antofagasta (15%) concentran casi el 70% del consumo nacional. El consumo de cada región restante representa menos del 5% del consumo nacional. En efecto, la Región del Biobío presenta los mayores consumos totales que se explica principalmente por centros de transformación (la mayor refinería del país y centrales de generación eléctrica). Respecto del consumo final de energía, la Región Metropolitana de Santiago presenta los mayores consumos de electricidad, derivados de petróleo (principalmente diésel y gasolina) y gas natural. Esto es consistente por ser la Región Metropolitana de Santiago la más poblada del país, registrar el mayor parque vehicular y concentrar numerosas actividades económicas del país. Las regiones de Valparaíso y Antofagasta también concentran consumos muy relevantes de centros de transformación. En esta última región también se presentan los más altos consumos del sector minero en el país.

1.2 SUBSECTOR ELÉCTRICO

El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental y una de las principales para la seguridad global. Su origen reside en el calentamiento progresivo del planeta, producto de la acumulación excesiva de GEI y otros forzantes climáticos en la atmósfera. Este fenómeno tiene como principal precursor las emisiones de GEI provenientes de actividades productivas desarrolladas por el ser humano, especialmente la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas.

La legislación eléctrica actual en Chile establece un marco en el que el mercado eléctrico es operado por empresas privadas encargadas de la generación y comercialización de la energía eléctrica. Existen tres segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución de electricidad².

² La actual Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL 4) no contempla que un agente externo al mercado eléctrico, sin activos de generación y distinto a la empresa distribuidora, pueda encargarse de la comercialización de la energía eléctrica. Esto significa que las



El sector de la generación de energía permite libre entrada de oferta de energía, mediante su producción a través de distintas tecnologías, siempre y cuando se adhieran a la normativa existente. La transmisión de la energía producida a los distintos puntos de demanda, en largas distancias, es gracias a instalaciones de transmisión, cuya planificación es un proceso que consta de varias etapas, en las cuales participan el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Luego, se proyectan y licitan obras de transmisión que posteriormente son construidas por la empresa privada. En cuanto al segmento distribución, se encarga de distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un determinado punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende. Estas actividades son llevadas a cabo íntegramente por empresas privadas, que realizan las inversiones requeridas conforme a la normativa específica aplicable a cada sector. De esta manera, los sectores de transmisión y distribución operan dentro de un marco regulado debido a su naturaleza monopólica, mientras que el sector de generación funciona bajo principios de libre competencia.

En Chile, el mercado eléctrico de generación se compone del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de 10 Sistemas Medianos agrupados en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes. El SEN cubre una extensión geográfica que abarca desde las regiones de Arica y Paríacota hasta la Isla Grande de Chiloé extendiéndose por más de 3.100 km. La capacidad instalada del SEN representa más del 99% del total nacional (CNE, 2024) y abastece al 98,5% de la población del país. En el SEN, existen más de 38.403 km de líneas de transmisión (CEN, 2024).

A la fecha de elaboración de este Plan, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, se ha retirado 11 unidades por un total de 1,7 GW, y se estima que al 2026 existirán otras 9 unidades disponibles para retiro o reconversión por un total de 2,2 GW. Esto evidencia importantes avances en el sector y sus empresas para avanzar en su descarbonización.

Por otro lado, los Sistemas Eléctricos Medianos de Los Lagos, Aysén y Magallanes, se componen de la agrupación de una serie de Sistemas Medianos de cada región, que la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define como sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kilowatts. El Sistema Mediano de Los Lagos agrupa los sistemas medianos de las comunas de Hornopirén y Cochamó sumando una potencia instalada de 10,5 MW, asociada a generación de Petróleo Diésel con un 77%, e Hidráulica con un 23%. El Sistema Mediano de la Región de Aysén se caracteriza por agrupar los Sistemas Medianos de las comunas de Aysén, General Carrera y Palena, con una capacidad instalada de 74 MW, asociada a generación mediante Petróleo Diesel (59%), Mini-Hidro (35%), Solar (4%) y Eólica (2%), respectivamente. Análogamente, el Sistema Mediano de la región de Magallanes, corresponde a la agrupación de los Sistemas Medianos de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, con una capacidad instalada de 129 MW, concentrada principalmente en unidades que operan con Gas Natural (77%), Petróleo Diesel (14%) y Eólica (9%), respectivamente (CEN, 2024).

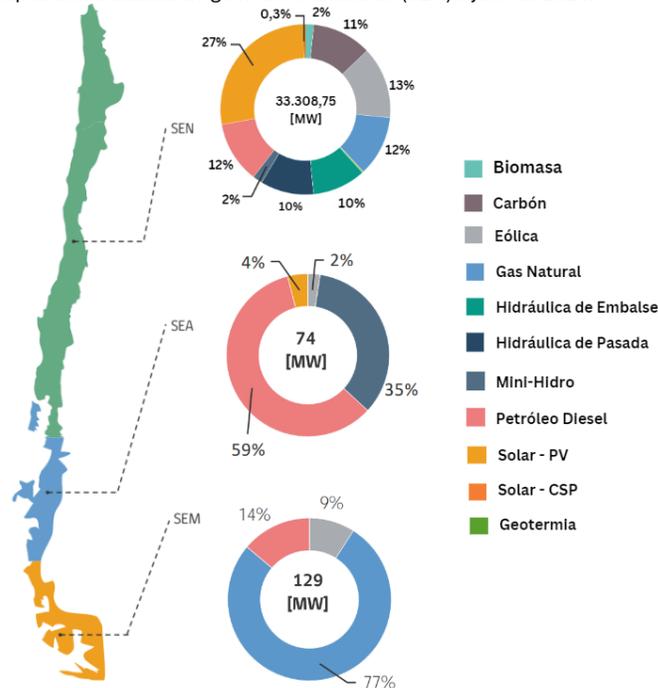
Además, los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación se llaman sistemas aislados. A nivel nacional existen más de cien sistemas aislados, distribuidos en 11 regiones del país y que abastecen a más de 10.000 usuarios. La mayor parte de dichos sistemas tiene una capacidad instalada de generación menor a 500 kW, de los cuales el 65% presenta capacidades menores a 100 kW. Casi en su totalidad corresponden a sistemas de generación en base a combustible diésel que entregan suministro permanente a solo el 83% de sus usuarios, y donde el 17% restante cuenta con

empresas generadoras pueden actuar simultáneamente como productoras y comercializadoras, permitiendo transacciones entre generadores, empresas de generación y distribución, empresas de generación y clientes libres, y empresas de distribución y clientes finales (regulados y libres).

electricidad precaria, ineficiente, parcial entre 2 y 18 horas al día, y de baja calidad. Estos sistemas existen dificultades y brechas en cuanto a tarifas y calidad de servicio eléctrico entregado no han sido resueltas por la regulación vigente, derivando en una serie de dificultades, tales como, características disímiles entre ellos, altos costos de suministro, importantes niveles de precariedad en la operación, y una alta dependencia a los subsidios estatales tanto para el financiamiento de la infraestructura como para su operación. Sumado a lo anterior, el costo de la energía a usuario final es mucho mayor que el costo promedio al que están enfrentados los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, con precios que pueden ser hasta 25 veces mayor, lo que redundo en un importante freno al desarrollo y bienestar de las personas, dejándolas en condición de vulnerabilidad energética.

A julio de 2024, la capacidad instalada neta de generación eléctrica alcanza los 33.308,75 MW³, donde aproximadamente el 65% de la capacidad instalada neta corresponde a energías renovables y el 35% restante a fuentes térmicas convencionales (CEN, 2024). De estas cifras, 33.106 MW corresponden al SEN, es decir un 99,4% del total de capacidad neta. La capacidad instalada neta de generación restante se encuentra distribuida entre los Sistemas Eléctrico de Aysén (0,2%) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (0,4%). En 2023, la generación anual fue de 83.637 GWh registrándose una demanda máxima anual de 11.549 MW (CEN, 2024).

Figura 4. Composición de la capacidad instalada de generación eléctrica (SEN) a julio de 2024.



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2024. Datos: Energía Abierta. Fecha obtención datos: 24/07/24.

³ La capacidad instalada neta no considera los sistemas de Los Lagos (10,5 MW) e Isla de Pascua (8MW). Tampoco se considera la central de Gas Natural localizada en Salta (Argentina), interconectada al SEN (380MW).



1.3 SUBSECTOR COMBUSTIBLES

El sector combustible puede dividirse en tres segmentos: los combustibles líquidos, donde se encuentran gasolinas automotrices y de aviación, kerosene doméstico y de aviación, petróleo diésel, petróleos combustibles y GLP; combustibles gaseosos como es el caso del gas natural; y los combustibles fósiles sólidos y biocombustibles sólidos.

Nacionalmente la gasolina automotriz, el petróleo diésel, el kerosene, el kerosene de aviación, los petróleos combustibles y el gas licuado representan la principal energía consumida, representando el 51% del consumo final de la matriz energética secundaria (BNE, 2022), mientras que los derivados del petróleo en su conjunto representan un 55,7%. Solo el petróleo diésel explica el 28,5% del consumo final de energía, la gasolina el 12,7% y el gas licuado de petróleo (GLP) el 5,6%. A nivel de consumo sectorial, los combustibles representan el 98% del consumo del sector transporte, el 31% del sector industria y minas y un 25% del sector residencial-comercial. Chile es principalmente un importador de combustibles, dado que 82% del GLP proviene del exterior, lo que también ocurre para un 77% del petróleo diésel, para un 51% del kerosene de aviación y para un 41% la gasolina.

La importación de combustibles líquidos se realiza por naves del tipo *Handy*⁴ y la distribución al interior del país se realiza a través de cabotaje marítimo, oleoductos y camiones. El país cuenta con 26 terminales marítimas, de los cuales 20 son privados y 6 pertenecen a ENAP. Los terminales de combustibles líquidos se encuentran en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Isla de Pascua, Coquimbo, Quintero, San Vicente, Coronel, Calbuco, Chacabuco, Punta Arenas y Punta Delgada.

La capacidad de almacenamiento de combustibles a nivel nacional es del orden 2,2 MM m³, de dicha capacidad de almacenamiento, los combustibles líquidos tienen una participación de 81% (1,8 MM de m³) y el GLP con un 19% (423 mil m³). De los combustibles líquidos, el diésel es aquel combustible 178 que tiene mayor capacidad, 906 mil m³ (50%) seguido por gasolina automotriz con 473 mil m³ (26,1%), petróleo combustible con 192 mil m³ (10,6%), kerosene de aviación con 201 mil m³ (11,1%), kerosene doméstico con 35,6 mil m³ (2,0%) y gasolina de aviación con 5,7 mil m³ (0,3%). Entre las regiones de Valparaíso y Biobío se tiene 1,5MM m³ de capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos, y en el norte, entre las regiones de Arica y Parinacota y Coquimbo, una capacidad de 415M m³. La logística de almacenamiento está conformada por plantas en Arica, Iquique, Mejillones, Antofagasta, Chañaral, Caldera, Coquimbo, Puchuncaví, Quintero, Concón, Isla de Pascua, Maipú, San Fernando, Linares, Chillán, Hualpén, Talcahuano, Coronel, Lautaro, Osorno, Calbuco, Coyhaique, Gregorio y Punta Arenas (DICTUC, 2019).

En cuanto al GLP, Chile es un país es importador y exportador de este combustible. Como se señaló, el 82% del consumo final de GLP es importado. Pero a su vez, por las barreras de logística y de calidad del producto para comercializar en el país, el 55% del GLP producido en Chile se exporta. El mercado de GLP se divide entre el negocio de envasado y de granel. El primero representa el 61% del consumo de este combustible, y sus canales de distribución son venta directa, subdistribuidores y operadores. El mercado de granel, que representa el 39% del consumo de GLP, solo usa la venta directa tanto para los clientes con tanques como aquellos conectados a una red de distribución no concesionada con marcadores individuales.

Por otra parte, el hidrógeno verde y sus derivados se han presentado como una oportunidad para transformar a Chile en uno de los principales exportadores de energía limpia a nivel global, permitiendo la creación de puestos de trabajo y nuevas inversiones. Como se ha mencionado anteriormente, existen una serie de

⁴ Los buques Handy/Handymax son los barcos usados tradicionalmente para carga seca y de menos de 60.000 TPM. Un Handymax mide normalmente entre 150-200 m de largo (eslora). Son los barcos de carga más comunes y por su tamaño, pueden entrar en todos los puertos.



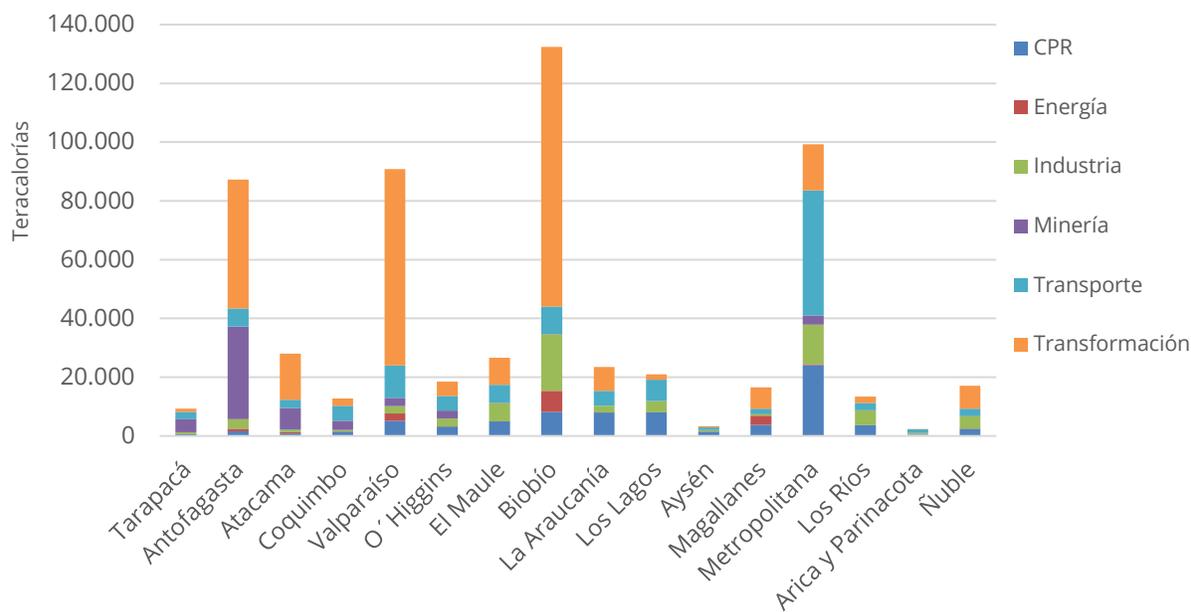
políticas e instrumentos que han buscado su impulso, así como el desarrollo de la normativa necesaria para ella.

En Chile, los combustibles derivados de la madera, especialmente la leña y los residuos forestales, aportan a través de la biomasa forestal un 26,4% de participación en la matriz primaria de energía (BNE, 2022). Estos combustibles se utilizan para calefacción, cocción de alimentos y una serie de otros usos, en los sectores residencial, industrial, comercial y público. Del total aportado por la biomasa forestal, un 54% se destina a usos térmicos (industriales y residenciales) y 46% a la generación eléctrica en centros industriales para autoconsumo (SEN) (CONAF, 2023).

La leña representa el 40% del consumo energético residencial a nivel nacional (MEN, InData, 2019). Dos millones de viviendas entre Rancagua y Aysén, es decir, un 72%, usan leña. Estos altos consumos de leña se encuentran entre los más elevados del mundo. El pellet es un biocombustible sólido cuyo uso en el sector residencial en Chile ha sido promovido mediante programas de fomento estatales como parte de los esfuerzos por desplazar el uso de artefactos de combustión de baja eficiencia y además desplazar el uso de leña de baja calidad (en su mayoría húmeda), principal causa de contaminación del aire por material particulado fino (MP 2,5) en la macrozona centro sur del país (MEN, 2023).

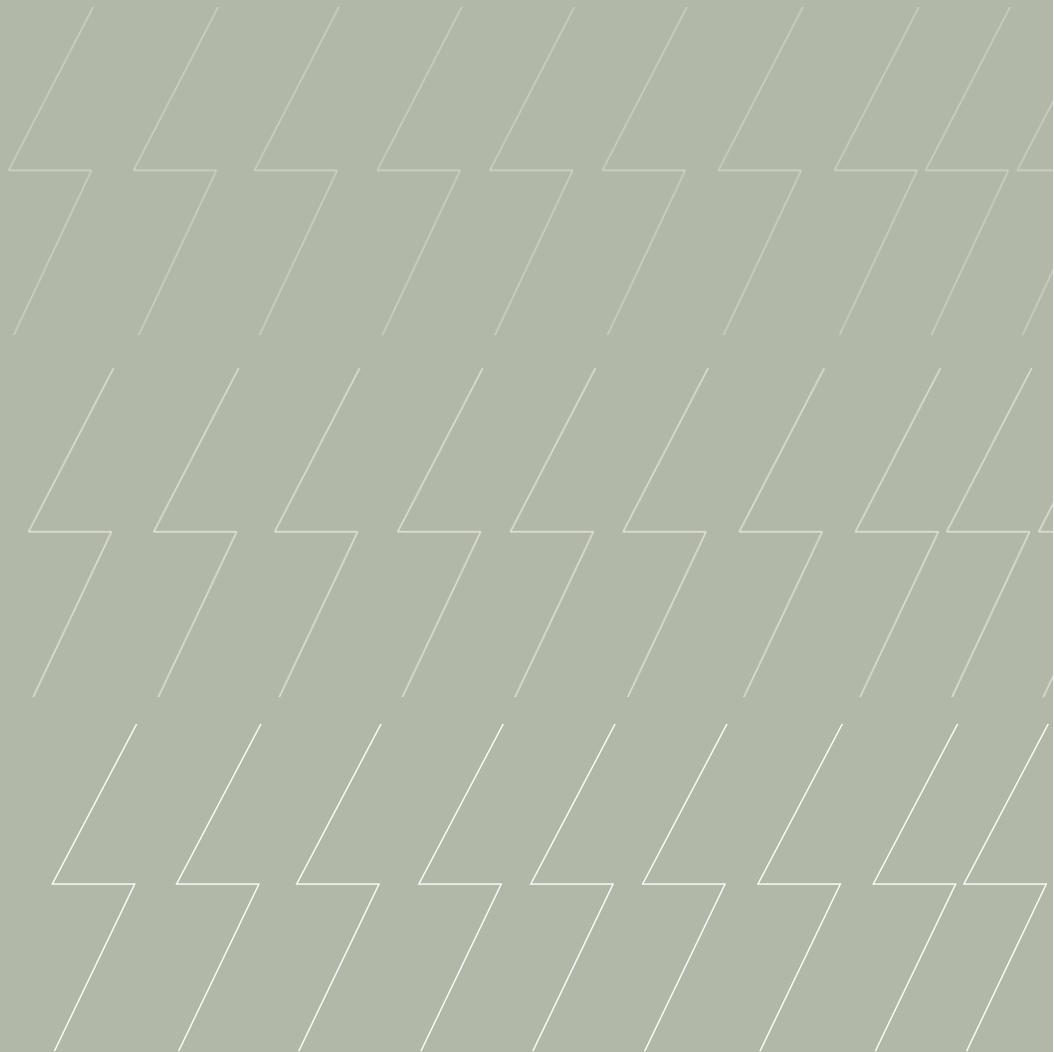
Para mitigar el cambio climático se deben desarrollar alternativas a los combustibles fósiles, mientras se buscan vías para aumentar la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos, especialmente de aquellos que dependen de los bienes y servicios que proveen los ecosistemas. En ese contexto, la biomasa forestal está recibiendo mucha atención como fuente de energía renovable no convencional y carbono neutral.

Figura 5. Consumo regional de energía (Tcal) año 2022.



Fuente: BNE, 2022.

2 | DIAGNÓSTICO SECTORIAL DE CAMBIO CLIMÁTICO





Chile ha establecido una visión de largo plazo en el sector energético de manera responsable y consensuada a través de la Política Energética Nacional (PEN). Entre las metas de la Política Energética Nacional actualizada en 2022 se incluyen metas explícitas sobre seguridad de suministro y resiliencia como también sobre reducción de emisiones, consistentes con la carbono neutralidad antes del año 2050. En consistencia con la PEN, la Ley Marco de Cambio Climático, publicada en junio de 2022, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes del 2050 (MMA, 2022). Ello releva la urgencia de avanzar hacia un sistema energético limpio y renovable, en el entendido que el sector eléctrico será clave y habilitante en la consecución de los objetivos para alcanzar la carbono neutralidad. En la presente sección se sintetiza el análisis del sector según sus emisiones, así como los potenciales impactos y riesgos climáticos.

A nivel general, la tasa de aumento de la temperatura media anual en Chile se ha acelerado en las últimas décadas, a un ritmo de 0,18°C por década en 1981-2022 y las proyecciones climáticas muestran que este calentamiento continuará, con una variación regional significativa. El calentamiento varía en todo el país, y las regiones costeras generalmente se calientan a un ritmo más lento debido a los efectos oceánicos, mientras que el valle central y las regiones andinas se calientan mucho más rápido. En un país cuya matriz energética tiene una alta participación de la hidroelectricidad, cabe destacar que, junto con la disminución de las precipitaciones generales, Chile se ha visto gravemente afectado por las sequías y, en (IEA, 2024), de hecho, en 2023, el 52% del territorio continental estuvo afectado por algún grado de sequía, donde el mayor porcentaje (28%) se presentó en la categoría anormalmente seco, cerca de un 17% en la categoría de sequía moderada, un 2% en sequía severa con un 0,1% llegó a Sequía Extrema (Dirección Meteorológica de Chile, 2024), lo que no es extraño, ya que, desde 2010 se han observado estos impactos de manera clara, con una tendencia a la sequía en el centro y centro sur del país provocada por un déficit hídrico promedio de precipitaciones del 25-40%, sin precedente histórico en el último milenio (Garreaud et al., 2017), tendencia que alcanzó su extremo entre 2019 y 2021, con condiciones de hiper-sequía marcadas por déficits de precipitaciones superiores al 80%, llevando a los ecosistemas, asentamientos humanos y actividades productivas al borde del colapso (Arroyo et al., 2021).

Se prevé que las precipitaciones continúen disminuyendo, lo que provocará sequías más frecuentes o intensas, aunque el nivel de cambios en las precipitaciones puede variar en todo el país. Estos cambios afectan en particular la generación de energía eléctrica. Los modelos de la IEA proyectan que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir alrededor de un 14% en un escenario de bajas emisiones y alrededor de un 25% en un escenario de altas emisiones hasta finales de siglo, si no se implementan medidas de resiliencia.

2.1 ANÁLISIS SECTORIAL DE EMISIONES

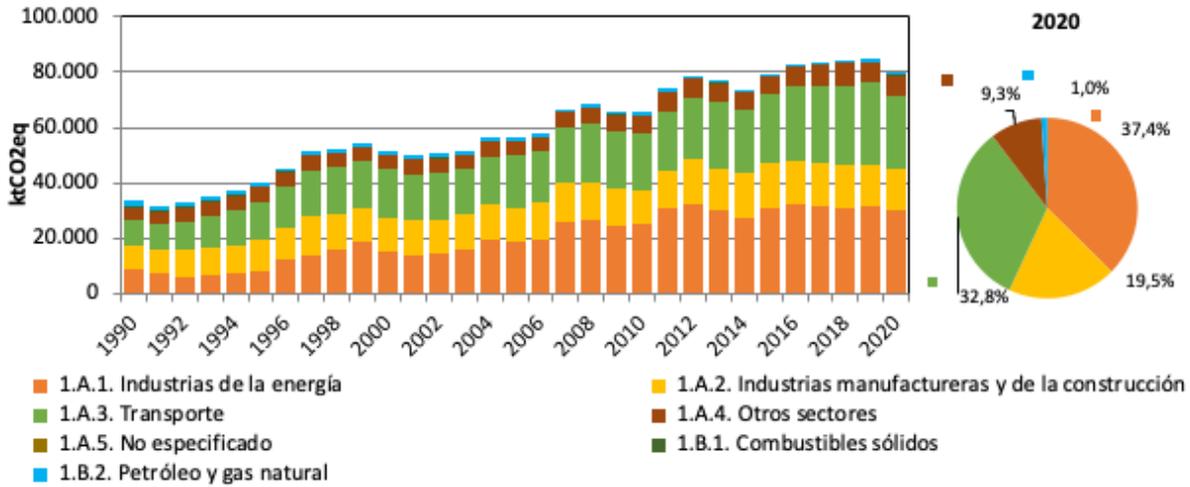
2.1.1. Inventario de emisiones del sector energía

En 2020, las emisiones de GEI del sector Energía contabilizaron 79.724 kt CO₂ eq, incrementándose en un 139% desde 1990 y disminuyendo en un 5% desde 2018.

A contar del 2015 se aprecia que las emisiones se mantienen estables, debido principalmente a una disminución en el consumo de carbón en la generación eléctrica, asociado al ingreso de nuevas fuentes de energía renovable (solar, eólica, geotérmica), así como también por la incorporación de nuevas centrales a gas natural; sin embargo, esta disminución no se ve reflejada finalmente en los números finales debido al constante crecimiento en el consumo de gasolinas y diésel en el transporte terrestre, que ha sostenido su crecimiento al igual que en los últimos años.

Para el año 2020, se observa una caída significativa respecto a la tendencia de los últimos años, atribuible a la pandemia, la cual redujo la actividad económica y social durante varios meses dentro del año debido a las restricciones impuestas (cuarentenas), reduciendo principalmente las emisiones asociadas al transporte terrestre y aéreo, junto con el uso energético en el sector comercial y público.

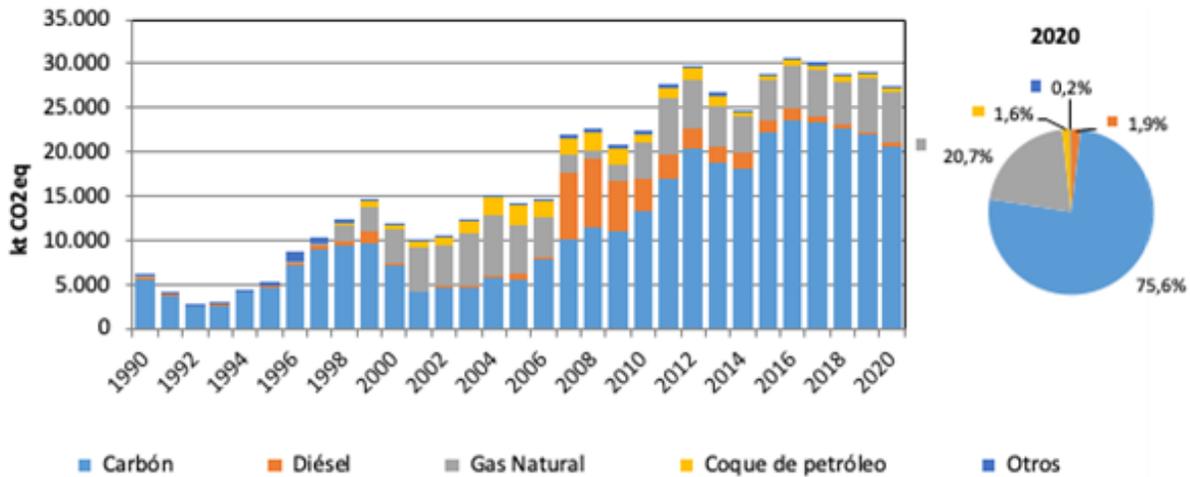
Figura 6. Emisiones de GEI (kt CO2eq) del sector Energía para la serie 1990-2020.



Fuente: Ministerio del Medio Ambiente.

El gráfico a continuación muestra las emisiones asociadas a la categoría industria de la energía, correspondiente a las emisiones ocasionadas por el consumo de combustibles para la transformación de energéticos, asociado a los sectores de generación eléctrica, refinería, y siderurgia (transformación de carbón en coque mineral y gas de coque, principalmente). Dicha categoría presenta una tendencia a la baja desde el año 2016, impulsada principalmente por un menor consumo carbón en la generación de electricidad, asociado principalmente al plan de retiro de centrales a carbón. Por el contrario, las emisiones asociadas al consumo de gas natural se han incrementado levemente, debido al ingreso de nuevas centrales que buscan sustituir el carbón y la menor disponibilidad del recurso hídrico, junto con ser una fuente de respaldo de las nuevas tecnologías renovables no convencionales que han ido ingresando (solar, eólica, y geotérmica).

Figura 7. Emisiones de GEI por combustible de industria de la energía para la serie 1990-2020.

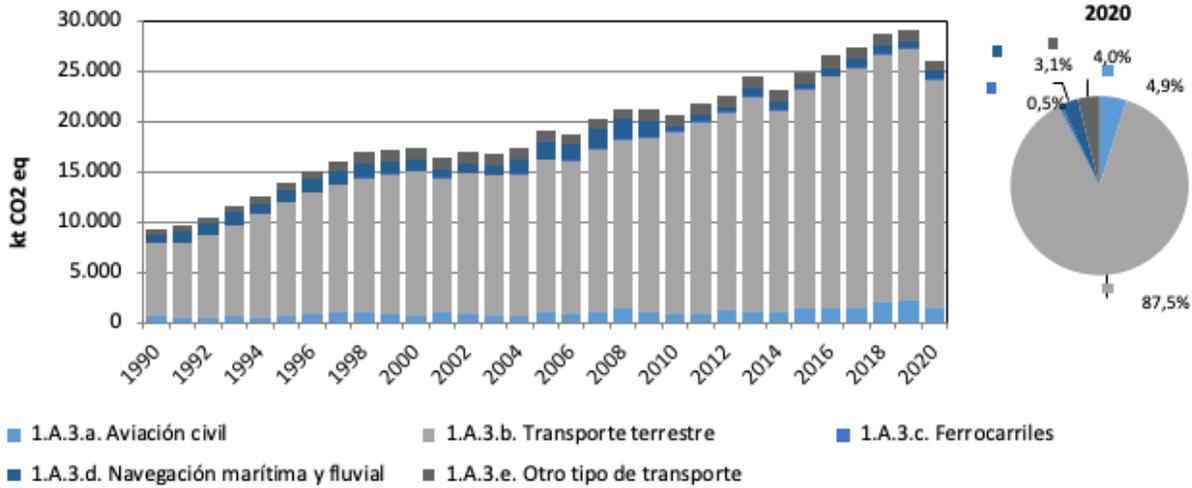


Fuente: Ministerio del Medio Ambiente.

La categoría de Transporte incluye las emisiones asociadas al consumo de combustible para los medios terrestre, aéreo, marítimo y ferroviario. Aquí se ve como la tendencia al alza de los últimos años se vio interrumpida en el año 2020 debido nuevamente a la Pandemia y las fuertes restricciones de movilidad

asociadas a dicho evento. Esto afectó principalmente al transporte de aviación civil y terrestre, quienes disminuyeron sus emisiones en un 40% y 9% respecto al año 2019, respectivamente.

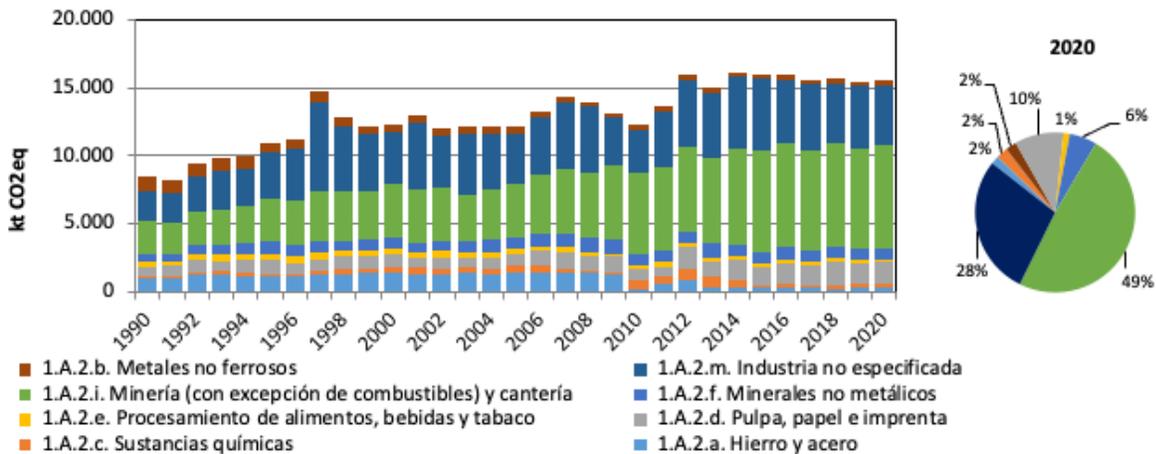
Figura 8. Emisiones de GEI de subsector transporte para la serie 1990-2020.



Fuente: Ministerio de Energía.

Por otra parte, se tiene que el nivel de emisiones en el sector industrial no presenta una variación significativa de emisiones en el año 2020 respecto al 2019, aumentando solo en 0,2%. La tendencia de los últimos años marca una clara estabilización de las emisiones a partir del año 2014, asociado al bajo crecimiento económico durante este periodo, como también a la sustitución de energéticos contaminantes por electricidad y gas natural (mientras que el diésel, carbón y otros derivados del petróleo disminuyeron sus consumos en 16%, 31% y 22% respectivamente, el gas natural y la electricidad lo aumentaron en un 36% y 16% respectivamente).

Figura 9. Emisiones de GEI de subsector industrial y minero para la serie 1990-2020.



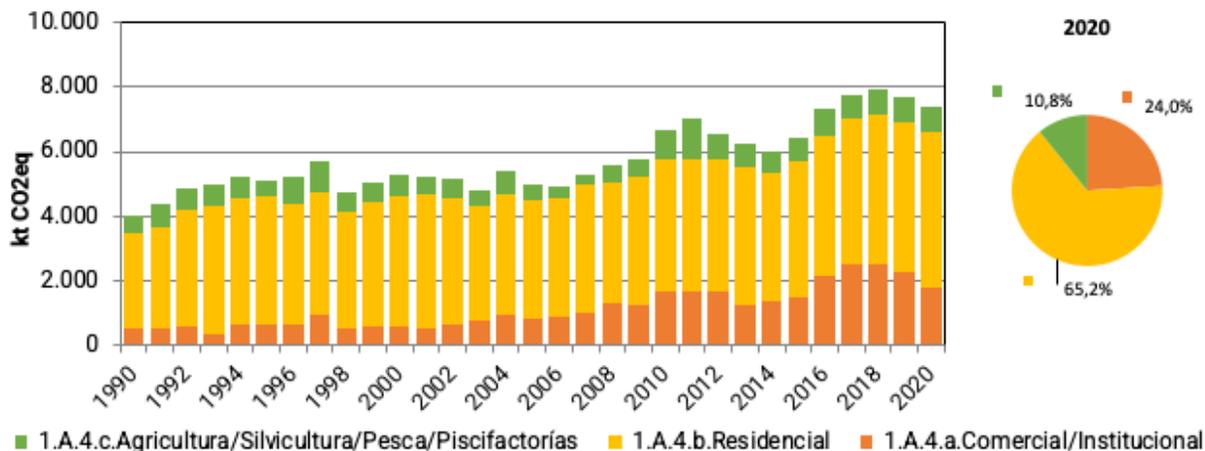
Fuente: Ministerio de Energía.

Por último, se tiene la categoría que contempla las emisiones de los subsectores comercial, público y residencial, el cual viene presentado una disminución de sus emisiones desde el año 2019, afectando principalmente al sector comercial/ institucional por el estallido social y posteriormente por la pandemia, los cuales afectaron directamente en el funcionamiento de dicho sector, lo que se refleja en una caída de un 23% en el 2020 y en un 8% en el 2019. En contraste al sector comercial, las emisiones del sector residencial



aumentaron en el año 2020 en un 4%, debido al encierro ocasionado por la pandemia y, por consecuencia, un mayor consumo de energía dentro de los hogares del país, como lo fue el kerosene, que aumentó en un 30% sus emisiones respecto al 2019.

Figura 10. Emisiones de GEI de subsector comercial, público, residencial y agricultura.



Fuente: Ministerio de Energía.

2.1.2. Asignación sectorial de emisiones bajo la ECLP

La ECLP estableció metas y objetivos climáticos sectoriales. Por esto, se asignaron las categorías de emisiones del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) a cada autoridad sectorial establecida en la LMCC, considerando grado de injerencia y competencias.

El Ministerio de Energía es responsable de una parte de las emisiones relacionadas con la industria de la energía y la industria manufacturera del país. Esto queda establecido en la ECLP, donde las categorías de emisiones del INGEI asignadas al Ministerio de Energía se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 1. Categorías del INGEI asignadas cuya autoridad sectorial corresponde al Ministerio de Energía

Categoría INGEI asignada al Ministerio de Energía	
1.A.1.b. Refinación de petróleo	1.A.4.a. Comercial/Institucional**
1.A.1.c. Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía	1.A.2.a. Hierro y acero
1.A.2.c. Sustancias químicas	1.A.2.f. Minerales no metálicos
1.A.2.d. Pulpa, papel e imprenta	2.F.1.c. Refrigeración industrial
1.A.2.m. Industria no especificada	2.F.1.a. Refrigeración comercial
1.B. Emisiones fugitivas de combustibles	2.F.1.b. Refrigeración doméstica
2.B.8. Producción petroquímica y de negro de humo	2.F.1.e. Aire acondicionado fijo
2.G.1. Equipos eléctricos	1.A.1.a.i. Generación de electricidad* (Consumo Comercial, Industrial, Público y Propio)

* Generación de electricidad se divide entre autoridades sectoriales según donde ocurre el consumo.

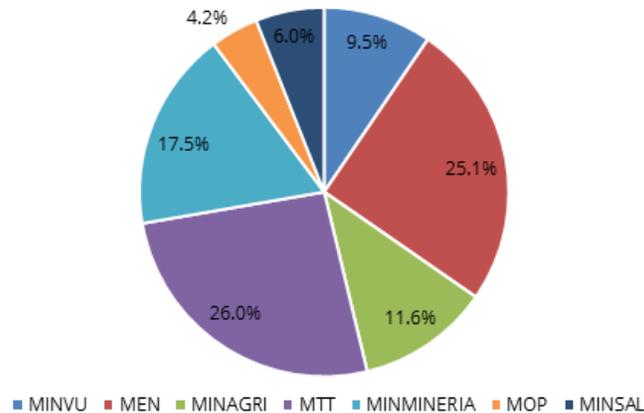
** Los presupuestos se calculan separando el consumo público del comercial, pero en el INGEI se reportan en conjunto.

Fuente: (Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, 2021)

De acuerdo con esta definición, las emisiones atribuibles al sector no son todas las emisiones correspondientes a todas las categorías del sector energía del INGEI, ni tampoco a la definición más amplia del sector energía considerada en el Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía del año 2017 (que incluía a todos los sectores de la demanda). Considerando lo anterior, y de acuerdo con lo

establecido en INGEI 2020, las emisiones atribuibles a fuentes del Sector Energía alcanzaron los 26,5 Millones de tCO₂ eq, correspondientes al 25,1% del total de emisiones, solo superadas por las fuentes asignadas al sector transporte que alcanzan el 26%. Dicha distribución sectorial de emisiones para el año 2020 es presentada en la siguiente figura:

Figura 11. Distribución de las emisiones por autoridad sectorial INGEI 2020



Fuente: Elaboración propia. Datos (MMA , 2023a)

Si bien el año 2020, marcado por la pandemia de COVID-19 y las consiguientes restricciones de movimiento, podría no considerarse representativo para efectos de comparación, es interesante destacar que los porcentajes de participación que se observaron durante este período resultaron ser similares a los evidenciados en la última década. Esto sugiere que, a pesar de las circunstancias excepcionales, las tendencias subyacentes de participación se mantuvieron en gran medida constantes. Lo anterior evidenciado en los datos de la siguiente tabla:

Tabla 2. Emisiones absolutas y participación relativa por autoridad sectorial. Periodo 2010-2020

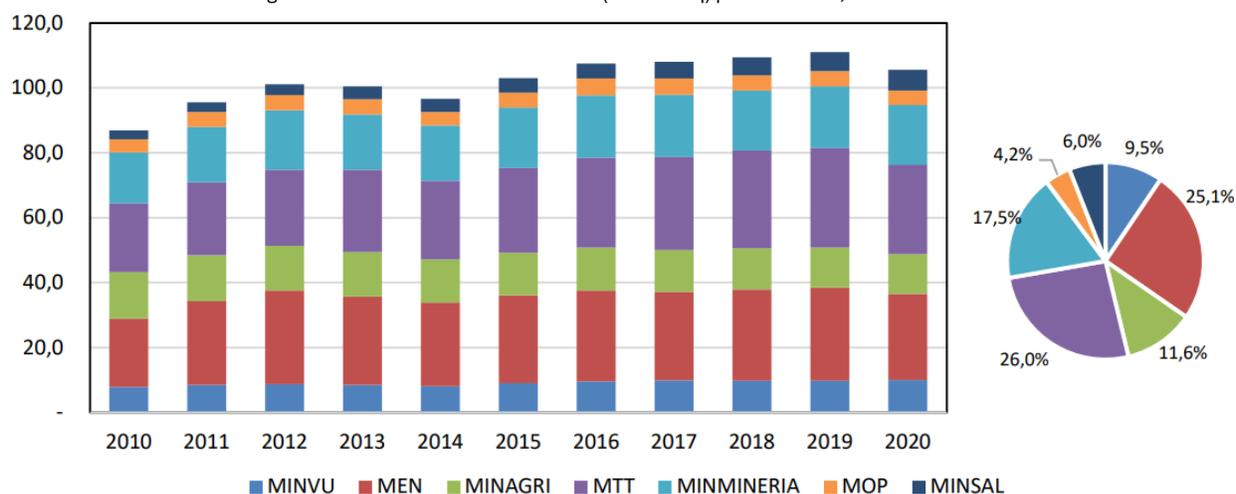
Autoridad sectorial	Unidad	2010	2012	2014	2016	2018	2020
MINVU	Millones tCO ₂ eq	7.8	8.7	8.1	9.5	9.7	10.0
	%	9.0%	8.6%	8.4%	8.8%	8.9%	9.5%
MEN	Millones tCO ₂ eq	21.1	28.9	26.0	28.1	28.2	26.5
	%	24.3%	28.6%	26.8%	26.1%	25.8%	25.1%
MINAGRI	Millones tCO ₂ eq	14.3	13.7	13.2	13.2	12.7	12.2
	%	16.5%	13.6%	13.6%	12.3%	11.6%	11.6%
MTT	Millones tCO ₂ eq	21.2	23.4	24.3	27.7	30.1	27.5
	%	24.4%	23.2%	25.1%	25.8%	27.5%	26.1%
MINMINERIA	Millones tCO ₂ eq	15.6	18.4	17.0	19.2	18.5	18.5
	%	18.0%	18.2%	17.5%	17.9%	16.9%	17.5%
MOP	Millones tCO ₂ eq	4.0	4.7	4.2	5.2	4.6	4.5
	%	4.6%	4.7%	4.3%	4.8%	4.2%	4.3%
MINSAL	Millones tCO ₂ eq	2.8	3.2	4.1	4.6	5.6	6.3
	%	3.2%	3.2%	4.2%	4.3%	5.1%	6.0%
Total	Millones tCO₂eq	86.8	101	96.9	107.5	109.4	105.5

Fuente: Elaboración propia. Datos Fuente: (MMA, 2023a)



Gráficamente, la tendencia de emisiones de GEI de la pasada década por autoridad sectorial es presentada en la siguiente figura:

Figura 12. Emisiones históricas de GEI (Mt CO2 eq) por autoridad, serie 2010-2020



Fuente: (MMA, 2023a)

Como es posible notar en la Tabla 3, las emisiones absolutas del sector energía no son siempre crecientes. Entre los diversos factores que explican lo anterior, se encuentra la relevancia de la categoría Generación de Electricidad (1.A.1.a.i) en el sector, cuyas emisiones a su vez dependen de matriz de generación eléctrica influida por factores climáticos como por ejemplo la hidrología. En el año 2020, de las 26,5 Millones de tCO₂eq, atribuibles a fuentes del Sector Energía, el 45% de estas corresponde a la categoría antes mencionada (ver Figura 15), solo considerando los consumos comercial, industrial, público y consumos propios. Aun cuando el porcentaje de participación en el año 2020 fue levemente más bajo que los años previos, los valores de participación observados en la pasada década oscilaron entre los 42-47%.

2.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS, VULNERABILIDAD Y RIESGOS

Los impactos del cambio climático en los sistemas energéticos son amplios y abarca los diversos segmentos. Dentro de estos, se observan cambios en la disponibilidad de recursos hídricos y los patrones de generación energética, afectaciones en la infraestructura del transporte y distribución, así como interrupciones en la carga y descarga de combustibles a través de vías portuarias. Además, se proyecta un aumento de la demanda energética, principalmente relacionadas con los episodios de temperaturas extremas (tanto frío como calor).

Aunque es probable que Chile experimente un clima más seco en el futuro, algunas partes del país también están expuestas a precipitaciones intensas e inundaciones. Las inundaciones pueden deberse a los altos niveles de precipitaciones durante la temporada de lluvias de abril a septiembre, pero que debido al cambio climático su frecuencia de ocurrencia puede verse aumentada, abarcando periodos fuera de dicha temporada con una amplia variabilidad territorial. Las inundaciones y el flujo excesivo de agua pueden interrumpir el suministro electricidad y combustibles, además de causar daños físicos a los activos. En 2021, por ejemplo, un aluvión dejó sin suministro eléctrico a más de 14.500 hogares en las regiones de Ñuble y Los Lagos. En 2023, una gran inundación en todo el país dejó a más de 23.500 personas sin electricidad durante días, lo que provocó un daño económico total de 759 millones de dólares.

A continuación, se detallan los principales impactos y riesgos a los que está expuesto el sector energético, con foco en Chile, a través de un análisis a cada uno de los segmentos más importantes de los subsectores eléctricos y de combustibles.



2.2.1. Subsector eléctrico

Generación eléctrica

El cambio climático afecta a todas las tecnologías de generación de energía, aunque los niveles de impacto pueden variar. La generación hidroeléctrica se ve afectada principalmente por las variaciones en los patrones de las precipitaciones y, por lo tanto, la disponibilidad de agua. Por ejemplo, la energía hidroeléctrica, una de las mayores fuentes de electricidad de Chile (28,6% en 2023), es sensible a los cambios en las precipitaciones. Una disminución de las precipitaciones puede reducir el factor de capacidad de las centrales hidroeléctricas como parte de complejos procesos hidrológicos que afectan al caudal de los arroyos, la disponibilidad de agua, el deshielo de los glaciares, la escorrentía y la evaporación. A medida que las precipitaciones y la escorrentía disminuyan a lo largo del siglo debido al cambio climático, es probable que la generación de energía hidroeléctrica se vea afectada negativamente. De hecho, la mayoría de las centrales hidroeléctricas están instaladas en regiones centrales del país, donde la disminución de las precipitaciones es más notable. En un escenario de aumento de la temperatura alrededor y sobre 3°C, se prevé que al menos el 70% de la capacidad hidroeléctrica instalada en Chile estará expuesta a un clima moderada o significativamente más seco a finales de siglo (IEA, 2024)¹³.

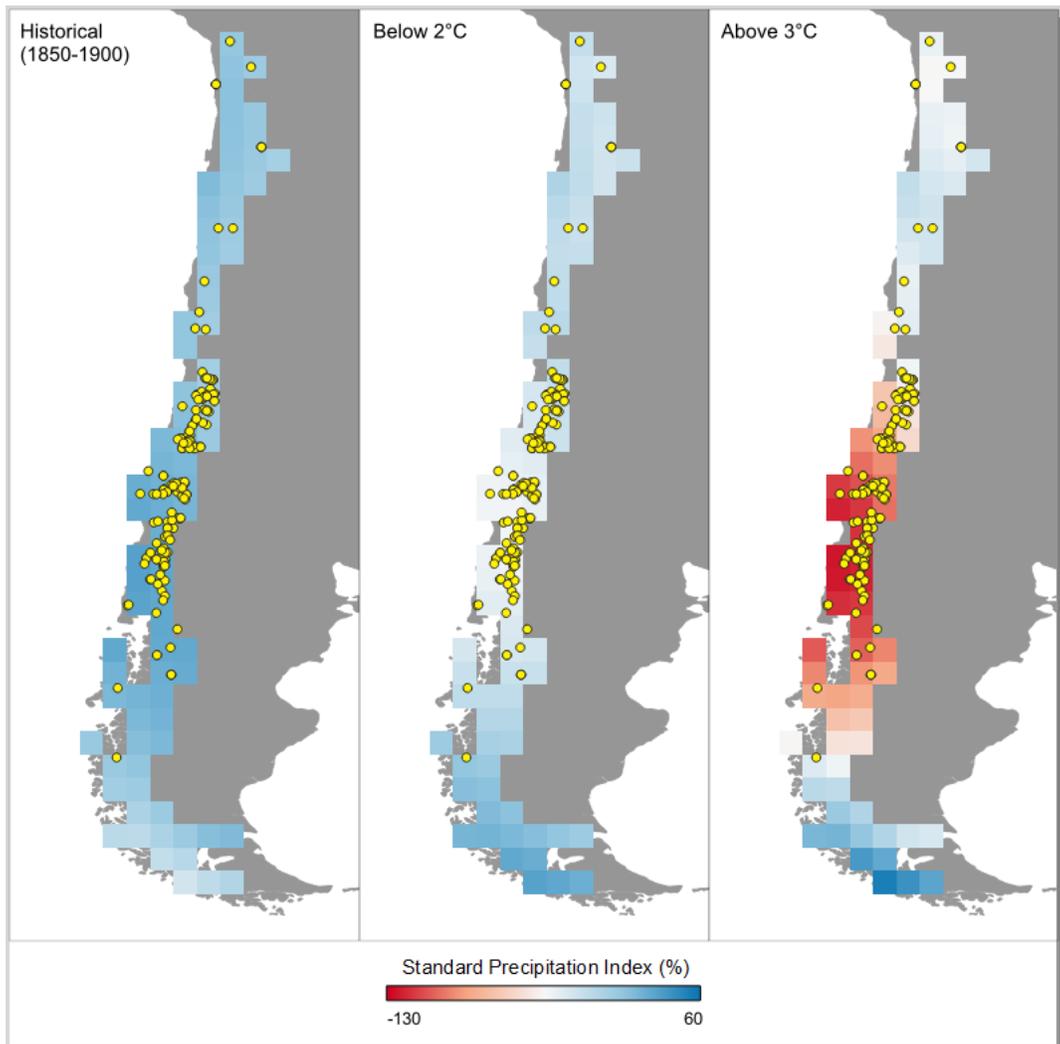
La IEA proyecta que, si no se aplican a tiempo medidas adicionales de resiliencia, el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile puede disminuir en torno a un 25% hasta finales de siglo en un escenario de altas emisiones (sobre los 3°C) e, incluso en un escenario de bajas emisiones (por debajo de 2°C), se prevé que el factor de capacidad hidroeléctrica de Chile disminuya en un 14%. La disminución prevista en la generación hidroeléctrica puede tener un efecto más amplio en todo el sistema eléctrico de Chile, añadiendo tensiones a otras partes del sistema, como el caso del 2021, donde la reducción de la generación hidroeléctrica durante la sequía obligó a aumentar el uso del carbón, gas y, particularmente, diésel, para abastecer el suministro eléctrico durante el periodo de estrechez.

Estos efectos no solo afectan a la generación hidroeléctrica de embalses, sino que también a las centrales de pasada. En cuanto a la disponibilidad del recurso hídrico, se proyecta una disminución de aproximadamente 20% del caudal medio en la zona centro y centro-sur del país, que se traduciría en una disminución media del 10% del factor de planta de las futuras centrales de pasada (GIZ, 2021).

El cambio climático también afecta la generación solar en hogares debido a la nubosidad y temperatura. A medida que la capacidad instalada crece en Chile, los impactos son considerables. Cambios en la frecuencia de días nublados variarán según la región, pudiendo aumentar la generación solar en un 30% en la zona centro-sur al 2050, en contraposición con disminuirla por un aumento de hasta 20% de los días nublados en el centro-norte. La temperatura también influye directamente, con coeficientes de pérdida de eficiencia entre -0,3% y -0,5% por cada 1°C de aumento en centrales térmicas. Por su parte, la generación eólica es sensible a los patrones de viento, que a su vez están influenciados por cambios en el clima. Si bien los vientos pueden variar naturalmente, el cambio climático puede alterar la frecuencia y la intensidad de los patrones de viento, lo que podría afectar la producción de energía eólica en diferentes regiones (GIZ, 2022).

Mientras que la generación de energía a partir de biomasa y biogás se ve afectada por una serie de eventos climáticos extremos, incluyendo olas de calor, inundaciones, incendios forestales, sequías y temperaturas extremas.

Figura 13. Centrales hidroeléctricas expuestas a un clima más húmedo o más seco en 1850-1900 en comparación con las proyecciones para 2081-2100 en los escenarios Por encima de 2°C y Por encima de 3°C (IEA, 2024)



Transmisión y distribución eléctrica

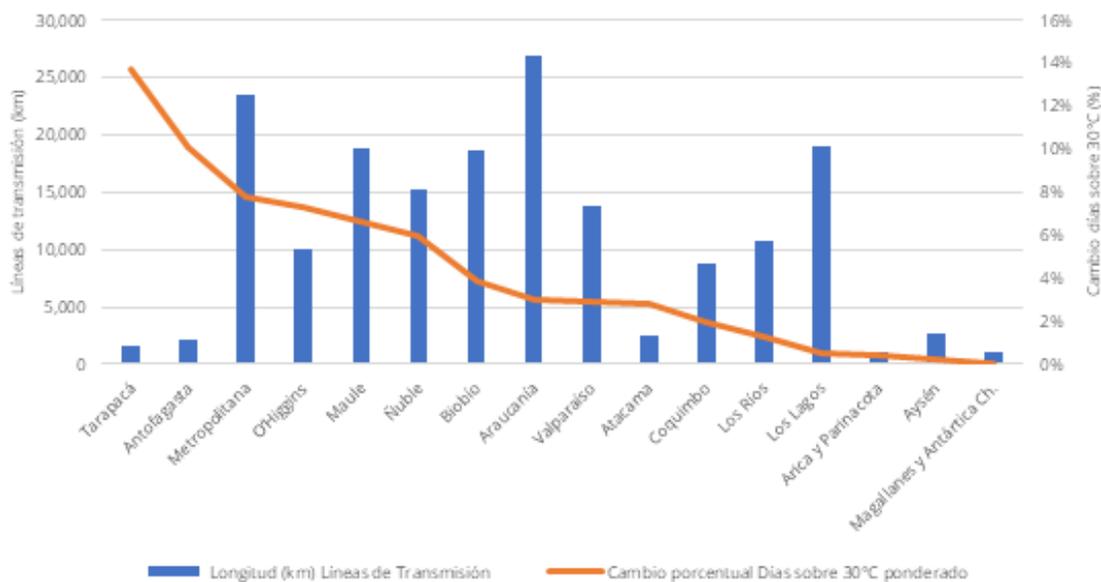
Los eventos climáticos extremos como olas de calor, frío, lluvias extremas y otros afectan la infraestructura de los sistemas eléctricos, comprometiendo la seguridad y suficiencia del suministro. Mientras estos eventos se están haciendo cada vez más frecuentes, la resiliencia de la transmisión y la distribución eléctrica se convierte en un factor crítico para enfrentar estos impactos. Los impactos del cambio climático en la transmisión y distribución energética tienen el potencial de traducirse en riesgos de cortes de suministro energético más frecuentes, afectando de manera relevante a usuarios vulnerables como, por ejemplo, electrodependientes, con bajos estándares de aislamiento térmico, aislamiento geográfico, entre otros factores. A nivel general, se constata la falta de herramientas de medición y metodologías para evaluar los costos y la capacidad de adaptación ante estos impactos, y a nivel local, existe una limitada capacidad de gestión y respuesta frente a eventos climáticos extremos que afectan el suministro eléctrico y su transporte y/o distribución (Ministerio de Energía, 2023).



Los eventos climáticos extremos en conjunto con los incendios forestales son responsables de aproximadamente el 33% de la energía no suministrada acumulada para el período 2017-2021 del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a nivel de distribución. En un escenario de cambio climático, esto es especialmente crítico debido al aumento de los eventos meteorológicos extremos y las condiciones propicias para los incendios forestales que, para el periodo 2021-2022 aumentaron en un 389% respecto al periodo anterior, lo que ha obligado al sector energético a tomar medidas.

En particular, las altas temperaturas provocan un aumento en la extensión de los cables de las líneas de transmisión, en la resistencia eléctrica de estos, y en las pérdidas de electricidad en las líneas de transmisión. De esta manera, la capacidad de transmisión disminuye un 10% en las líneas aéreas, un 4% en los cables subterráneos y un 7,5% en los transformadores de la red de distribución. El aumento de las pérdidas de electricidad debido al aumento de la temperatura se estima en un 0,4%/°C para los conductores de aluminio y cobre (International Atomic Energy Agency, 2019). La siguiente figura muestra, por región, el aumento de los días sobre 30°C ponderado y los kilómetros de extensión de líneas de transmisión, mostrando como la zona centro-sur del país podría verse más expuesta.

Figura 14. Líneas de transmisión vs cambio porcentual de días sobre 30°C.



Fuente: E2BIZ, 2024

Los incendios forestales también afectan al sistema de distribución eléctrica de los centros poblados, en particular analizando las zonas de afectación históricas de incendios forestales y las líneas de distribución existentes actualmente da cuenta del nivel de exposición pudiendo superar el 60% de la infraestructura de distribución en regiones como Valparaíso y Biobío, así como superando el 40% en las regiones del Maule y Ñuble¹⁴.

2.2.2. Subsector combustibles

Los impactos en subsector son diversos y abarcan distintos aspectos. En primer lugar, la mayor frecuencia e intensidad de las marejadas, calificadas incluso como 'anormales' por su distinta dirección, período y altura, puede llevar a la indisponibilidad de terminales portuarios, afectando la descarga de combustibles y la infraestructura misma. Se ha demostrado que el cambio climático ha alterado la frecuencia e intensidad de las marejadas en las costas del país, reportándose daños en el litoral durante eventos especialmente extremos (Winckler, y otros, 2020). Además de las marejadas, el aumento del nivel del mar¹⁵ influye



negativamente en los tiempos de descarga y en la infraestructura portuaria, causando indisponibilidad de combustibles e inseguridad energética así como incrementando los costos debido a diversos factores, como daños en la infraestructura, procesos más costosos, menor eficiencia, entre otros. Asociado a esto, se identifica la pérdida de infraestructura por eventos extremos, lo que agrava la inseguridad del suministro energético (GIZ, 2023).

La actividad marítima en Chile ha sido afectada por fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos, que -según los registros históricos y recientes- han aumentado los eventos de marejadas, limitando las operaciones en puertos (Armada de Chile, 2020). Esto, a su vez, ha llevado a un importante aumento de los días al año en que bahías y puertos deben cerrar sus operaciones, por ejemplo, a agosto de 2021, en los 12 meses anteriores, los puertos de Quintero (132 días), San Antonio (80 días), Antofagasta (73 días), Mejillones (43 días), Arica (27 días) y Lirquén (19 días) lideraban el registro (CAMPORT, 2021). Mientras que los activos de generación eléctrica cercanos a la costa de Chile podrían verse afectados por el aumento del nivel del mar dado que actualmente, alrededor del 30% de la capacidad total instalada de las centrales eléctricas de carbón y el 7% de las centrales eléctricas de gas natural se encuentran en zonas de baja altitud y cerca de la costa (IEA, 2024).

En el sector de combustibles, asimismo, las inusuales inundaciones del invierno de 2023 provocaron la rotura de un gasoducto y una red de distribución primaria en la zona centro sur de Chile. Los incidentes, ocurridos en los ríos Laja y Chillán, pusieron en peligro la continuidad de suministro de gas natural de más de 14000 hogares en las ciudades de Los Ángeles y Chillán; las empresas de gas implementaron medidas de contingencia para dar continuidad al servicio y para la reparación de las redes, pero las nuevas crecidas fluviales invernales y las condiciones climáticas adversas han demorado las reparaciones definitivas de la infraestructura afectada.

2.2.3. Demanda energética y cambio climático

El cambio climático ejerce influencia sobre la demanda energética, especialmente en sectores como el residencial, industrial y la agricultura. Las variaciones en temperatura y eventos climáticos extremos modifican los patrones de consumo y necesidades energéticas, aumentando la demanda eléctrica debido a la necesidad de climatización frente a episodios de temperaturas extremas (tanto frío como calor). Al 2060, se proyecta que la demanda energética aumentará entre un 2,3% y 2,8% en 2050, y entre un 3,8% y 4,3% en 2060 solo por efectos del cambio climático, para un escenario base y de carbono neutralidad respectivamente. Cabe destacar que este aumento se explica principalmente por la creciente electrificación necesaria para cumplir los compromisos de mitigación, que a su vez afectará directamente al sector generación eléctrica, que deberá hacer frente a esta demanda energética adicional al mismo tiempo que se adapta a los efectos negativos de la crisis climática (GIZ, 2023).

Según la Estrategia Nacional de Calor y Frío (MEN, 2021b), es posible estimar que al menos un 37% de los consumos reportados como energía primaria corresponden a usos de calor y frío, un 41% a transporte y el 22% restante a usos eléctricos. A partir de esta estimación, es posible tomar medidas de mitigación y adaptación frente a los riesgos que podrían afectar al sector de la demanda energética y su infraestructura, con el fin de trabajar por una robustez del sistema en su conjunto. Como riesgo y vulnerabilidad, es posible ejemplificar la recurrencia de temperaturas extremas en el territorio nacional, lo que significaría un mayor consumo energético para alcanzar el confort térmico y frente a lo cual, habría que contar con sistemas térmicos de mayor capacidad, pero a la vez, considerar equipos de carácter sostenible y medidas de eficiencia energética pasivas, como el mejoramiento de la envolvente térmica.

Esto último es especialmente relevante porque aproximadamente 1 de cada 3 viviendas en Chile carece de aislamiento térmico adecuado, cifra que se incrementa con viviendas no regularizadas, lo cual suele pasarse por alto (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2017). A su vez, según la Encuesta de Bienestar Social del 2021, el 35,5% de las personas declaró pasar frío en sus viviendas, lo que evidencia el desafío actual que existe, desde la perspectiva energética y la dimensión de pobreza energética, para enfrentar temperaturas de los episodios de olas de frío y/o calor, que se verán exacerbadas por la crisis climática. Cabe resaltar que las



mujeres son quienes principalmente administran la demanda dentro de los hogares y aun así enfrentan una mayor pobreza energética.

Los desafíos de la demanda de energía, tiene nexos con otros elementos clave como el uso del agua. La menor disponibilidad hídrica proyectada, se traduce también en una demanda creciente por desalinización tanto para los sectores industriales, silvoagropecuario y sanitario. Desde la perspectiva de la adaptación, existe un nexo entre agua y la energía necesaria para el bombeo. Lo anterior, además, releva la importancia de la coordinación interinstitucional e intersectorial con actores clave.

3 | LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN





3.1 REVISIÓN MITIGACIÓN

A continuación, se presenta la síntesis de información secundaria revisada para la consolidación de las medidas y submedidas del eje de mitigación.

Nombre	Contenido
Propuestas Mesa Intersectorial y Mesa Interinstitucional	Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo intersectoriales e interinstitucionales, específicamente sobre las propuestas. Se clasifican según los ámbitos siguientes: coordinación multinivel, empoderamiento, implementación y financiamiento, perspectiva resiliente, regional y enfoque local, y regulación.
Matriz de compromisos energéticos	Contiene un resumen de compromisos y medidas incluidas en diversas políticas para el Sector Energía. Esto incluye un listado de 326 metas recopiladas de diferentes instrumentos relacionados con el sector energía, con sus respectivos responsables y actores asociados.
Medidas del Sector Energía	Presenta las medidas que están siendo consideradas en el plan de mitigación del sector energía junto con los principales supuestos de modelación.
Modelo energético del MEN utilizado en la PELP	Se analizan y revisan las planillas de entrada y salidas del modelo para los escenarios de referencia y carbono neutralidad, la información respecto de costos, precios y medidas.
Resumen de antecedentes recibidos por la ciudadanía	<p>Este contiene un resumen de documentos enviados por la ciudadanía en el contexto del desarrollo del plan de mitigación y adaptación del sector energía. Entre estos se encuentran: i) Informe Estadístico Anual de SENAPRED 2022 (14/02/2024); ii) Plan Integral de Seguridad Escolar (PISE) (14/02/2024); iii) Glosario Gestión del Riesgo de Desastres (14/02/2024); iv) Decreto 86. Regula los Organismos Técnicos para el Monitoreo de Amenazas (14/02/2024), v) Presentación Tecnología Microturbinas Capstone (16/02/2024); vi) Is energy from woody biomass positive for the climate? (21/02/2024); vii) Estrategia de elaboración de hojas de ruta para la adaptación y mitigación del cambio climático en sectores industriales de Chile. Caso de estudio: sector agrícola (21/02/2024); viii) Greenhouse Gas Mitigation Beyond the Nationally Determined Contributions in Chile: An Assessment of Alternatives (22/02/2024); ix) Manual sobre eficiencia energética (07/03/2024); Desafíos de la transición energética (12/03/2024)</p> <p>Desde el punto de vista de la mitigación contra el cambio climático del sector energía son relevantes los documentos v), vi) y viii) desde los cuales podría ser posible identificar nuevas medidas de mitigación para el sector que antes no hayan sido identificadas. Estos deberán ser revisados en mayor profundidad y serán citados en caso de resultar en un aporte al desarrollo del plan.</p>



3.2 REVISIÓN ADAPTACIÓN

A continuación, se presenta la síntesis de información secundaria revisada para la consolidación de las medidas y submedidas del eje de adaptación.

Nombre	Contenido
Seguimiento PACC Energía	Contiene información sobre el seguimiento de las medidas que conforman el Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía 2018-2023. Aquí se encuentran los porcentajes de cumplimiento de cada medida (15 en total), alcanzando un cumplimiento total del 86%. Además, se presenta un detalle de cada medida, incluyendo descripción, acción, indicador de seguimiento, porcentaje de cumplimiento de cada acción, fuente de financiamiento y brechas u observaciones para el cumplimiento.
Estrategía de Adaptación - Sistematización Mesas	Contiene los resultados de las mesas de trabajo realizadas entre 2022 y 2023. Se llevaron a cabo tres sesiones con los siguientes enfoques: sesión 1: diagnóstico, sesión 2: brechas y desafíos, sesión 3: propuestas. Estas sesiones se realizaron tanto para mesas intersectoriales como interinstitucionales. Se obtuvieron 23 medidas como resultado de estas mesas de trabajo.
Propuestas Mesa Intersectorial y Mesa Interinstitucional	Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo intersectoriales e interinstitucionales, específicamente sobre las propuestas. Se clasifican según los ámbitos siguientes: coordinación multinivel, empoderamiento, implementación y financiamiento, perspectiva resiliente, regional y enfoque local, y regulación.
Resumen Medidas Mesa Interregional	Presenta los resultados obtenidos en las mesas de trabajo, los cuales corresponden a una priorización de ámbitos considerando el periodo de corto, mediano o largo plazo, evaluado por región.
Borrador Estrategía de Adaptación Energía	Contiene el borrador de la Estrategía de Adaptación el cual corresponde al resumen de todas las actividades participativas realizadas anteriormente. Posee un total de 16 medidas, ordenadas según los ámbitos revisados en las mesas de trabajo.
PLAN-DE-ADAPTACION-ENERGIA	Se comparte el Plan de Adaptación al Cambio Climático del sector Energía del período 2018-2023. Contiene antecedentes generales, una caracterización del sector energía en Chile, los impactos y vulnerabilidades del sector energético frente al cambio climático, los componentes del plan y las fichas resumen de las medidas.
Matriz de compromisos energéticos	Contiene un resumen de compromisos y medidas incluidas en diversas políticas para el Sector Energía. Esto incluye un listado de 326 metas recopiladas de diferentes instrumentos relacionados con el sector energía, con sus respectivos responsables y actores asociados.
INFORME FINAL DE AUDITORÍA N° 95-23, PLAN DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO	Corresponde al resumen ejecutivo realizado por la Contraloría General de la República, sobre la auditoría realizada al Plan de Adaptación al Cambio Climático para el sector energía 2018 – 2023. La cual tuvo por finalidad examinar la implementación y el seguimiento eficaz, oportuno y coordinado de las medidas que son responsables de la entidad, además de los registros contables correspondientes a cada medida.

4 | EVALUACIÓN DEL PLAN PRECEDENTE





El Plan de Acción Nacional de Cambio Climático: 2008-2012 (PANCC) estableció entre sus metas la elaboración e implementación de un Plan Nacional de Adaptación y siete planes sectoriales de adaptación al cambio climático: Silvoagropecuario, Biodiversidad, Pesca y Acuicultura, Salud, Infraestructura, Energía y Recursos Hídricos, Ciudades y Turismo.

El Ministerio de Energía publicó su Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2018-2023 en diciembre de 2018 el que contó con 15 medidas divididas, a su vez, en 44 acciones. Este plan, vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, alcanzó un 88% de cumplimiento global de sus medidas.

Las principales barreras del plan fueron el financiamiento y la coordinación interinstitucional. También, a nivel de la gobernanza y las brechas en la implementación, se identifican la pertinencia de las medidas comprometidas y el rol o responsabilidad que efectivamente el Ministerio de Energía era capaz de ejecutar. Por otra parte, durante el proceso de auditoría desarrollado por la Contraloría General de la República (CGR) entre 2022 y 2023⁵, en el cual se basa la evaluación de este instrumento, se relevan la falta de procedimientos, lineamientos y/o directrices específicas para controlar la implementación, evaluar la puesta en práctica y efectuar un seguimiento a corto y mediano plazo de las medidas y acciones.

Las lecciones aprendidas derivadas del diseño, desarrollo, implementación y evaluación del plan precedente, así como los resultados y recomendaciones de la auditoría de la CGR son parte fundamental del proceso actual de elaboración del anteproyecto del PSMYA Energía. Cabe destacar que ninguna de las medidas (independiente su grado de cumplimiento) han sido consideradas en el proceso de elaboración del Plan Sectorial de Adaptación, sin perjuicio de que los aprendizajes son base esencial del proceso de construcción.

⁵ Informe final disponible aquí:

https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_de_auditoria_del_plan_de_adaptacion_al_cambio_climatico.pdf

Tabla 3. Detalle del cumplimiento del Plan de Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía 2018-2023

	Medida	Acción no cumplida	Cumplimiento medida
1	Análisis geográficamente más detallados respecto de las proyecciones de impactos del cambio climático sobre la hidroelectricidad, considerando condiciones medias y condiciones extremas.	3 ^(0%)	83%
3	Realizar un estudio de riesgo de la infraestructura de generación de energía ante impactos del cambio climático.		100%
4	Generación distribuida para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos frente a los impactos de eventos climáticos extremos.		100%
5	Estudio de riesgo de la infraestructura de transporte de energía ante eventos extremos climáticos.		100%
6	Análisis del comportamiento de la demanda energética considerando los impactos del cambio climático.		100%
7	Implementar capacidades en gestión de la energía para la industria, para reducir el consumo de energía por aumento de temperaturas.		100%
8	Implementar programas de mejoramiento de la eficiencia energética en el sector público para reducir demandas energéticas por aumento de temperaturas.		100%
9	Coordinación institucional en los distintos niveles territoriales, para impulsar la adaptación al cambio climático del sector energético.	3 ^(0%)	80%
10	Coordinación público-privada.		100%
11	Fortalecer la planificación y gestión del riesgo en el sector energía ante eventos extremos.	3 ^(0%)	67%
12	Promover la resiliencia energética al cambio climático a nivel local, mediante la inclusión de análisis de riesgo climático en comuna energética.	1 ^(75%)	88%
13	Integrar los impactos del cambio climático en la planificación de las políticas, planes y la legislación/regulaciones existentes en materia energética.	3 ^(60%) y 4 ^(60%)	84%
14	Contribuir a la inclusión del análisis del impacto del cambio climático en la evaluación de proyectos energéticos en el marco del Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA).	3 ^(0%)	67%
15	Generar capacitaciones y elaborar una estrategia comunicacional de largo plazo que permita la difusión y acompañe la implementación del Plan de Adaptación.	2 ^(0%)	50%

5 | PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA





La NDC actualizada del 2020 reconoce que el Ministerio de Energía tiene la mayor participación en el diseño e implementación de medidas de mitigación para lograr la carbono neutralidad, asimismo, define 7 objetivos y 29 metas sectoriales para el cumplimiento de los compromisos, tanto de mitigación como de adaptación. A continuación, se listan ellos.

Objetivo 1: Alcanzar una matriz energética baja en carbono al 2050.

- Meta 1.1: Al 2030, reducción del 25% de emisiones GEI del sector energía respecto al 2018.
- Meta 1.2: Al 2040, reducción de un 20% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte respecto al 2018.
- Meta 1.3: Al 2050, reducción de un 40% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte respecto al 2018.
- Meta 1.4: Al 2050, reducción de al menos 60% de emisiones de GEI del sector energía respecto al 2018.
- Meta 1.5: Al 2050, reducción de un 70% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en Industria y Minería respecto al 2018.

Objetivo 2: Eficiencia energética como acción habilitadora fundamental para la descarbonización.

- Meta 2.1: Al 2030, 10% de reducción de intensidad energética del país, respecto al 2019.
- Meta 2.2: Al 2030, desarrollar y actualizar Estándares Mínimos de Rendimiento Energético (MEPS, por sus siglas en inglés) asociados a equipos de aire acondicionado y refrigeración en el sector residencial, así como para otros artefactos residenciales. Avanzar en la elaboración de métricas para establecer requisitos de desempeño y buenas prácticas en la instalación de equipos del sector comercial y público.
- Meta 2.3: Al 2050, 35% de reducción de intensidad energética del país respecto al 2019.
- Meta 2.4: Al 2050, se establecen estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) para todos los equipos y sistemas de refrigeración, aire acondicionado y climatización en los sectores comercial, público y residencial.
- Meta 2.5: Al 2050, se ha alcanzado una cantidad de 500.000 usuarios/as conectados a redes de energía distrital, contribuyendo a la descontaminación de las ciudades de la zona centro sur del país.

Objetivo 3: Incrementar el uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones, como por ejemplo el uso de hidrógeno verde, en todos los sectores de la economía.

- Meta 3.1: Al 2035, 100% de las ventas de vehículos nuevos terrestres, de categoría livianos y medianos, son cero emisiones; y el 100% de las nuevas incorporaciones en el transporte público urbano son cero emisiones.
- Meta 3.2: Al 2030, se alcanza un 15% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos.
- Meta 3.3: Al 2040, el 100% del parque de buses de transporte urbano público y privado, taxis, y logística urbana son vehículos cero emisión.
- Meta 3.4: Al 2045, el 100% de las ventas de transporte de carga y buses interurbanos serán cero emisiones.
- Meta 3.5: Al 2050, alcanzar al menos 60% de participación de vehículos cero emisiones en el parque de uso particular y comercial.
- Meta 3.6: Al 2050, al menos un 70% de combustibles cero emisiones en los usos energéticos finales no Eléctricos.



Objetivo 4: Lograr el acceso equitativo a servicios energéticos de calidad que permitan satisfacer las necesidades energéticas de las personas y contribuir al desarrollo humano.

- Meta 4.1: Al 2030, 100% de los hogares con acceso a electricidad de forma permanente respecto al total de hogares existentes.
- Meta 4.2: Al 2050, 100% de hogares acceden a energía para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos a partir de fuentes de energía limpia de bajas emisiones.
- Meta 4.3: Al 2050, 100% de hogares tienen un gasto asequible en energía en relación a sus ingresos.

Objetivo 5: Descentralización y diversificación de los recursos energéticos para un sector energético más resiliente y bajo en emisiones, incluyendo tanto el autoconsumo de energía como las tecnologías renovables de gran escala.

- Meta 5.1: Al 2025, se habrá retirado y/o reconvertido el 65% de las unidades generadoras termoeléctricas a carbón del sistema eléctrico nacional.
- Meta 5.2: Al 2030, el 80% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de generación de energías renovables, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo.
- Meta 5.3: Trabajaremos para generar los espacios que permitan retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón del sistema eléctrico nacional en los primeros años de la próxima década.
- Meta 5.4: Al 2050, el 100% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de fuentes de energía cero emisiones.

Objetivo 6: Reducir la vulnerabilidad al cambio climático y facilitar su integración en el desarrollo y gestión del sector energía.

- Meta 6.1: Al 2030, la regulación, la planificación y la normativa energética incorporan explícitamente la resiliencia y adaptación al cambio climático.
- Meta 6.2: Al 2040, el país cuenta con altos estándares a nivel mundial en confiabilidad y resiliencia del sistema energético.
- Meta 6.3: Al 2050, el 100% de las comunas y regiones del país disponen de planes implementados de reducción de riesgos y emergencias del sector energético.

Objetivo 7: Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos, incorporando mejoras en los existentes, para acelerar la transición energética en línea con los objetivos climáticos y lo que mandata la ciencia.

- Meta 7.1: Entre 2025 y 2030, el país ha definido una trayectoria de aumento del precio al carbono hacia el año 2050.
- Meta 7.2: Al 2030, Chile cuenta con un sistema integral y eficiente de instrumentos de precio al carbono y otras externalidades.
- Meta 7.3: Al 2050, toda generación eléctrica con atributo renovable se encuentra certificada por esquemas reconocidos por el Ministerio de Energía.

6 | PROPUESTA DE MEDIDAS POR EJE





6.1. METODOLOGÍA DE MODELAMIENTO DE LAS MEDIDAS DEL EJE MITIGACIÓN

6.1.1. Proyecciones de emisiones del Sector Energía

A partir de la asignación de categorías del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) al Sector Energía presentados en la Tabla 4, se estimaron las emisiones del sector en el Escenario de Referencia a partir de la ecuación presentada a continuación (Cerdeza, Morandé, & Herrera, 2023):

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones Sectoriales}_t &= \sum_{i=1} \text{Categoría INGEI}_{i,t} + \text{Proporción Emisiones Gx Eléctrica}_t \\
 &= \sum_{i=1} \text{Categoría INGEI}_{i,t} + FE_t^{Ref} * (DE_t^{Total_Ref} - DE_t^{Transporte_Ref} - DE_t^{Residencial_Ref} \\
 &\quad - DE_t^{Minería_Ref})
 \end{aligned}$$

Donde:

$Emisiones\ Sectoriales_t$: corresponde a las emisiones del Sector Energía en cada periodo t

$Categoría\ INGEI_{i,t}$: corresponde a las emisiones de cada categoría INGEI (i) asignadas a la autoridad sectorial (Ministerio de Energía) en cada periodo t.

FE_t^{Ref} : corresponde al factor de emisión del SEN para cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Total_Ref}$: corresponde a la generación eléctrica total en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Transporte_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector transporte en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Residencial_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector residencial en cada periodo t en el Escenario de Referencia

$DE_t^{Minería_Ref}$: corresponde a la demanda eléctrica del sector minería en cada periodo t en el Escenario de Referencia

Para efectos de proyectar las emisiones del sector energía por categoría, estas fueron modeladas de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla:

Tabla 4. Metodologías de proyección de emisiones de las categorías del INGEI asignadas a Energía

Código IPCC	Nombre Categoría	Categoría BNE	Metodología de Proyección
1.A.1.a.	Producción de electricidad y calor como actividad principal		Calculado a partir de proyección de demanda y factor de emisión del Escenario de Referencia
1.A.1.b.	Refinación del petróleo		Constante
1.A.2.a.	Hierro y acero	Siderurgia	Modelo LEAP
1.A.2.c.	Sustancias químicas	Petroquímica	Modelo LEAP
1.A.2.d.	Pulpa, papel e imprenta	Papel y Celulosa	Modelo LEAP
1.A.2.f.	Minerales no metálicos	Cemento	Modelo LEAP

1.A.2.m.	Industria no especificada	Industrias Varias	Modelo LEAP
1.A.4.a.	Comercial / Institucional	Comercial y Público	Modelo LEAP
1.B.	Emisiones fugitivas de combustibles	-	Constante
2.B.8.	Producción petroquímica y de negro de humo	-	Constante
2.G.1.	Equipos eléctricos	-	Valor ECLP para categoría 2.G
2.F.1.a.	Refrigeración comercial	-	Constante
2.F.1.b.	Refrigeración doméstica	-	Constante
2.F.1.c.	Refrigeración industrial	-	Valores ECLP 2023
2.F.1.e.	Aire acondicionado fijo	-	Constante

6.1.2. Modelamiento eléctrico de las medidas

Para estimar el impacto de las medidas consideradas en el Plan Sectorial de Mitigación (PSM), se modeló el efecto de éstas en el contexto del desarrollo del sistema eléctrico en el largo plazo. Las medidas propuestas fueron traducidas en una trayectoria de demanda eléctrica en las distintas localizaciones del sistema eléctrico donde fuesen a ser implementadas. Estas trayectorias fueron incluidas en el modelo eléctrico utilizado en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que realiza el Ministerio de Energía. Dicho modelo, generado en la plataforma AMEBA, corresponde a un modelo de optimización que determina la expansión de la generación, transmisión, y almacenamiento a mínimo costo, a la vez que minimiza también la operación del sistema. Esto lo realiza tomando en consideración una red reducida, representativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y candidatos de expansión que permitirían expandir las capacidades de éste para suplir la demanda eléctrica. Asimismo, se consideran diferentes trayectorias proyectadas para costos de inversión, operación, retiro de centrales por el proceso de descarbonización, entre otros. El detalle de este modelo se encuentra disponible en el sitio web de la PELP: <https://energia.gob.cl/pelp>.

A continuación, se describe las principales características que configuran los casos modelados en el PSM.

Algunas características generales del modelo utilizado son:

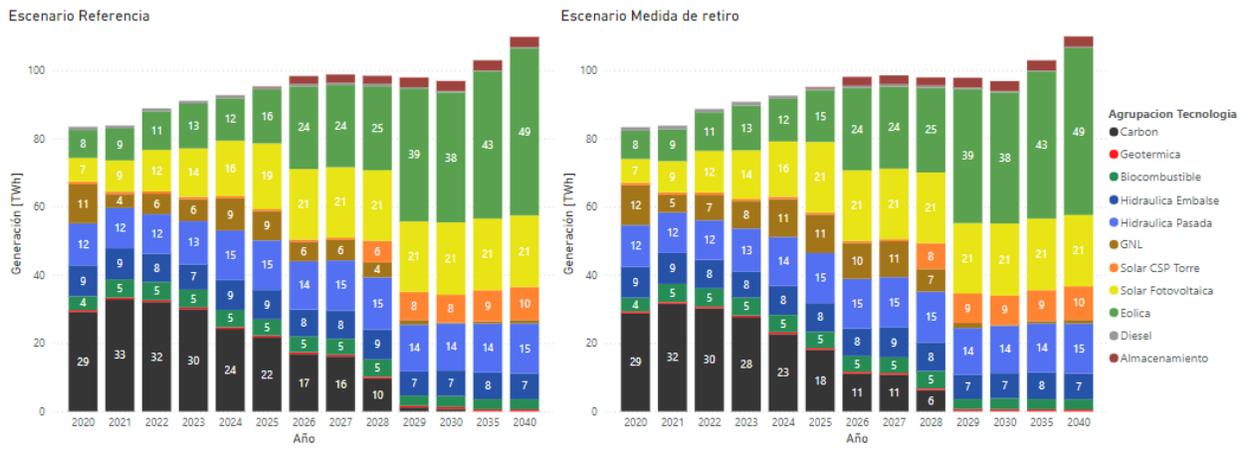
- Horizonte de resolución: 40 años desde 2020.
- Resolución: 1 día representativo por mes, con bloques horarios.
- Condición hidrológica utilizada: hidrológica seca, correspondiente al año hidrológico 1968/69.
- La topología de la red, así como datos de trayectorias de costos de tecnologías, costos de combustibles, y otros parámetros técnicos, se encuentran publicados en el sitio web de la PELP, mencionado previamente⁶.

Distribución del mix generación

Luego, tras los resultados de la modelación, se obtiene la distribución del mix de generación. La generación obtenida se presenta en el gráfico de la Figura 1, para ambos escenarios considerados.

⁶ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/base_de_datos_pelp_2023-2027_informe_preliminar_v2_0.zip.

Figura 15: Trayectoria del mix de generación



Trayectoria de retiro de centrales a carbón

En la Figura 16 se presenta la trayectoria de capacidad acumulada de carbón y su disminución de acuerdo con los escenarios de retiro, mientras que en la Tabla 1 se presenta la fecha de retiro de cada unidad según el escenario considerado. Además, en la Figura 1 se presenta el valor del impuesto al carbono considerado en ambos casos.

Figura 16: Trayectoria de capacidad de generación a carbón

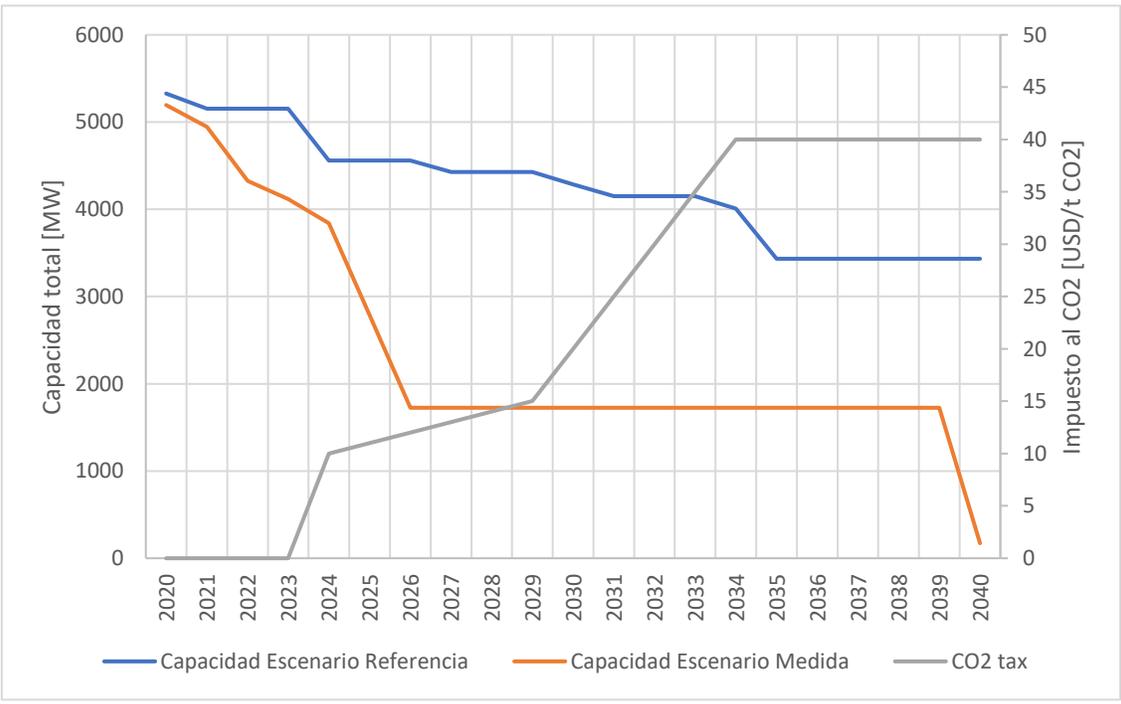


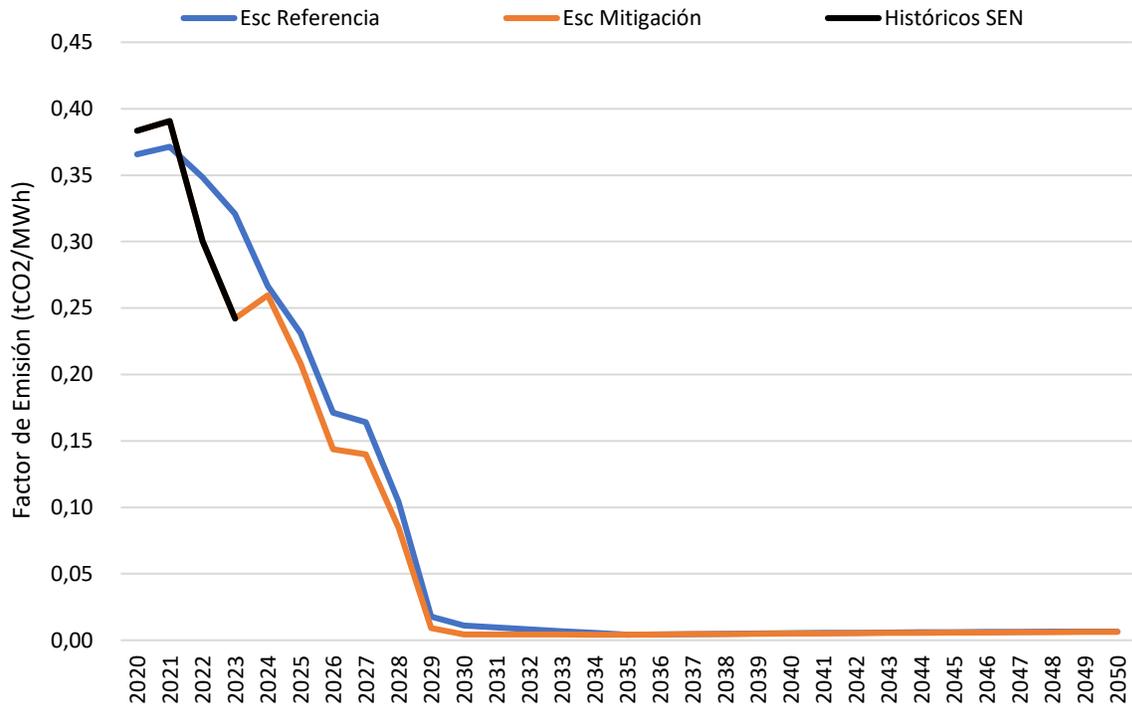
Tabla 5. Año de retiro de unidades que operan a carbón en el SEN para los distintos escenarios

Unidad	Escenario Referencia	Escenario Medida de retiro	Capacidad [MW]
CTTARAPACA_CTTAR	2035	2020	132
CTMEJILLONES_CTM1	2035	2025	166
CTMEJILLONES_CTM2	2034	2025	144
CTANDINA_CTA	2060	2025	177
CTHORNITOS_CTH	2060	2025	178
CTANGAMOS1_ANG1	2060	2026	277
CTANGAMOS2_ANG2	2060	2026	281
COCHRANE_CCH1	2060	2040	236
COCHRANE_CCH2	2060	2040	236
IEM	2060	2025	389
CTTOCOPILLA_U12	2021	2019	87
CTTOCOPILLA_U13	2021	2019	86
CTTOCOPILLA_U14	2024	2022	136
CTTOCOPILLA_U15	2027	2022	132
CTNORGENER_NTO1	2035	2024	141
CTNORGENER_NTO2	2035	2024	136
GuacoldaU1	2030	2040	142
GuacoldaU2	2031	2040	133
GuacoldaU3	2043	2040	142
GuacoldaU4	2060	2040	142
GuacoldaU5	2060	2040	143
Campiche	2060	2026	249
NuevaVentanas	2060	2026	255
Ventanas1	2024	2021	120
Ventanas2	2024	2023	208
Bocamina	2024	2021	130
Bocamina II	2060	2022	350
Santa María	2060	2040	379



Factor de emisión del SEN

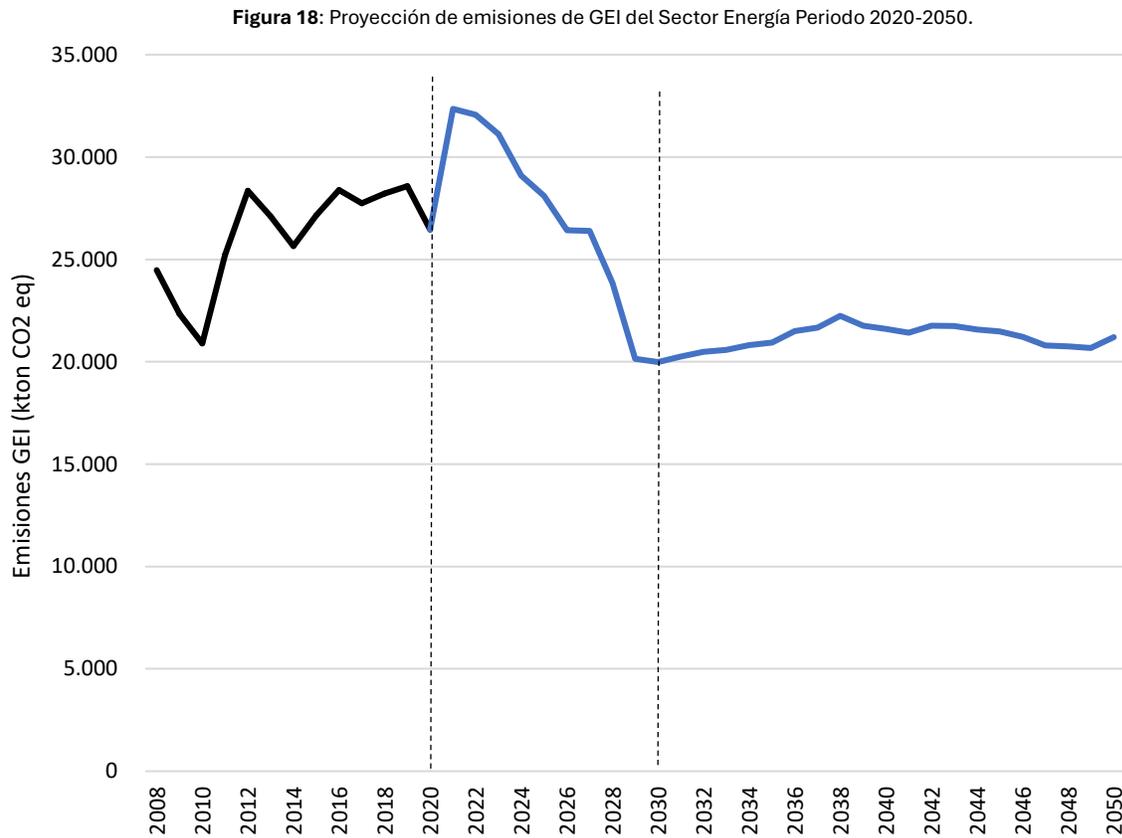
Figura 17: Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)





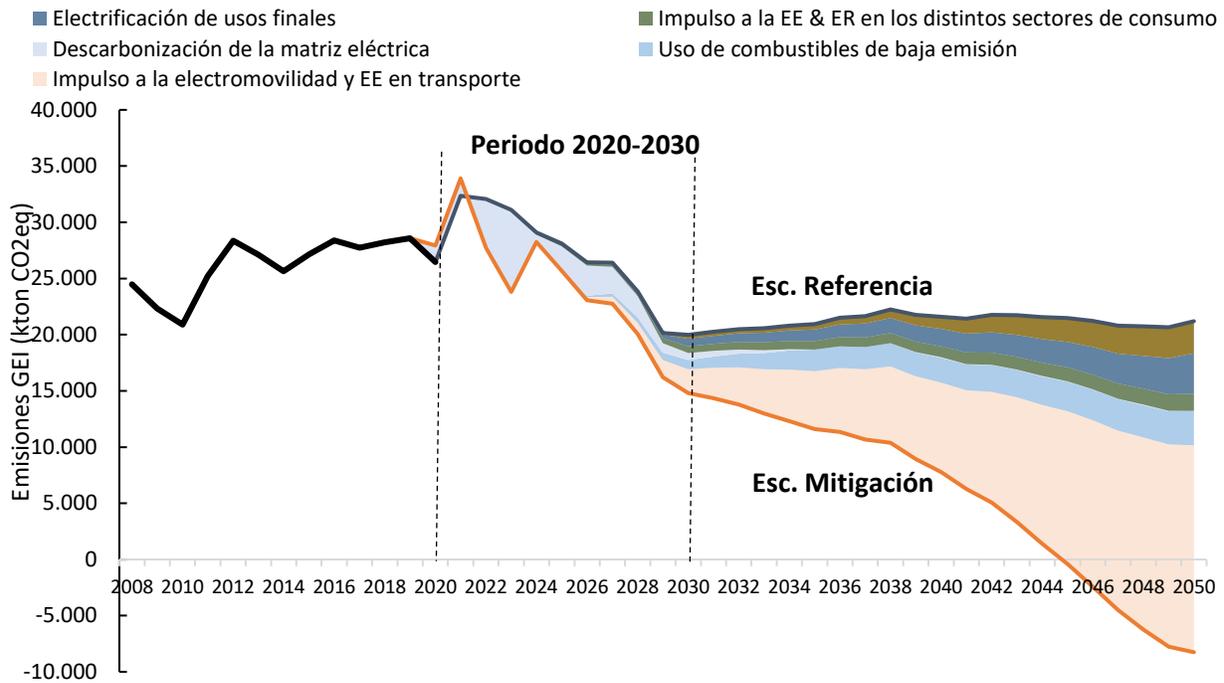
Proyección de emisiones 2020-2050

Luego, las proyecciones de emisión del sector para el periodo 2020-2050 son presentados en la siguiente figura:



Las emisiones de GEI del sector para el periodo 2020-2030 alcanza los 296,0 Mt CO₂eq. Estas son 10,4 Mt CO₂eq (3,4% menores) a las calculadas en el Escenario de Referencia estimadas para la NDC 2020-2030 y utilizadas para la distribución de presupuestos de emisiones de GEI establecidas en la ECLP.

Figura 19: Proyección de emisiones GEI del Sector Energía y sus reducciones esperadas, período 2020-2050.⁷



De acuerdo con los resultados obtenidos a partir de la actualización de escenarios, se espera un presupuesto de emisiones para el sector durante la década de 264,2 Mt CO₂eq, valor 2,8% menor a las 271,8 Mt CO₂eq, presupuesto asignado al Ministerio de Energía en la ECLP.

La mitigación esperada para el periodo 2020-2030 es de 31,8 Mt CO₂eq, 7,1 Mt CO₂eq menor al esfuerzo indicativo de mitigación al 2030 establecido en la ECLP para el Ministerio de Energía. Aun cuando es menor a dicho valor, se cumple con el presupuesto de emisiones.

El esfuerzo de mitigación del sector se explica principalmente por la medida de Descarbonización de la matriz eléctrica, que explica alrededor de 2/3 de las reducciones, aun cuando las generó una contribución negativa durante los años 2020-2021, donde el factor de emisión real del SEN superó al proyectado por acción de la medida.

Las medidas de electromovilidad y eficiencia energética en el transporte contribuirán también de forma significativa en la mitigación del sector hacia el final de la década. Se espera participación de alrededor de 18% a la mitigación, impulsados por la implementación de estándares de rendimiento energético y la electromovilidad.

⁷ Mayor información respecto a las medidas de mitigación simuladas y costeadas, se encuentran disponibles en la siguiente planilla Excel: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20240906_supuestos_y_modelacion_mitigacion_psm_energia.xlsx

7 | PROTOCOLOS





Como se mencionó, la Contraloría General de la República (CGR) desarrolló una auditoría al Plan de Adaptación al Cambio Climático para el Sector Energía 2017-2023 (Plan anterior del Ministerio de Energía), cuyos resultados se encuentran disponibles a través del Informe Final N° 95, de 2023, de dicha institución.

Entre los resultados de este proceso, la CGR identificó la falta de procedimientos y herramientas para el control de la implementación y seguimiento de las medidas del plan que son de su responsabilidad y la ausencia de directrices, instrucciones y/o manuales para controlar la información financiera sobre el uso de recursos en la implementación del PACC para el Sector Energía.

En este sentido, indica que la Subsecretaría de Energía deberá elaborar, formalizar y difundir al interior de su organización, un procedimiento y/o instructivo que incluya la definición de los mecanismos que utilizará para realizar el control y seguimiento del estado de avance de las medidas de la materia auditada y sus siguientes versiones que incluya, a lo menos, actividades de solicitud de información interna a las Divisiones y/o Unidades de esa Subsecretaría; tipo y forma de entrega de la información, así como, definir el uso de la herramienta establecida para consolidar los resultados; actividades para chequear la información aportada (cuando sea procedente); periodo y plazos para remitir y sistematizar las entregas, brechas identificadas que impiden su implementación; indicadores; coordinación con otros órganos de la Administración del Estado, reporte final que consolida la información obtenida durante el proceso, entre otros.

Además, se deberá definir los criterios y medios de verificación en base a los cuales construirá la información financiera que reportará, evaluando y definiendo los estándares mínimos que contendrá en su estructura de control interno en el ámbito financiero, que permita generar información clara, exacta e íntegra para reportar el estado de avance de las siguientes versiones del plan.

A continuación, se presentan dichos protocolos para dar cumplimiento a las recomendaciones de CGR, así como facilitar la implementación, seguimiento y monitoreo del presente plan.

7.1 PROTOCOLO DE MONITOREO

El Ministerio de Energía contará con una planilla⁸ de monitoreo del avance de la implementación del Plan, la que será responsabilidad de la jefatura de la Unidad de Cambio Climático y Precio al Carbono⁹ (en adelante “la unidad responsable”) de la División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible¹⁰ (en adelante “la división responsable”).

Esta planilla será actualizada, al menos, dos veces al año, disponiéndose como fecha máxima el 30 de junio y el 31 de diciembre de cada año. La jefatura de la Unidad remitirá en esos plazos (máximos), un correo a la jefatura de la División y la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna junto con la versión actualizada de la citada planilla.

Este instrumento contendrá, al menos, los siguientes lineamientos:

- Por cada medida del plan existirá una hoja en la planilla que contemplará, al menos, la siguiente información:
 - Grado de avance acumulado de la medida (Promedio del avance de las submedidas)
- Contendrá un apartado por cada submedida del plan, donde existirá información general sobre:
 - Grado de avance acumulado de la submedida (Promedio del avance de las acciones)

⁸ Podrá ser otro instrumento equivalente si así se determina.

⁹ O la unidad equivalente a cargo de la implementación de la Ley Marco de Cambio Climático en el Ministerio de Energía.

¹⁰ O la división equivalente donde esté la unidad a cargo de la implementación de la Ley Marco de Cambio Climático en el Ministerio de Energía.



- Brechas identificadas en la implementación
- Enfoque de género en la implementación de la medida, si aplicara
- Impacto en grupos vulnerables y/o pueblos indígenas, si aplicara
- Contendrá un reporte para cada una de las acciones, donde se detallará, al menos, la siguiente información:
 - Fecha de actualización de la información
 - Plazo de implementación
 - Tipo de instrumento
 - Responsable
 - Coadyuvante
 - Financiamiento involucrado
 - Fuente de financiamiento
 - Indicador(es) de la acción
 - Grado de avance acumulado de la acción
 - Medios de verificación (ejecución y financiamiento)
 - Brechas y dificultades identificadas en la implementación
 - Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

7.2 PROTOCOLO DE COORDINACIÓN

7.2.1. Interno

El Plan, a través de las fichas de medidas, detalla a nivel de cada submedida la división responsable de esta medida- del Ministerio de Energía. Así, anualmente y a más tardar el 31 de marzo, la jefatura de la División responsable solicitará, vía documento interno oficial o memo, a las jefaturas de las Divisiones y/u Oficinas a cargo de submedidas, designar un/a profesional titular y suplente para la solicitud de información sobre el estado de implementación.

El equipo de la unidad responsable mantendrá reuniones periódicas con las contrapartes designadas, debiendo a lo menos, citar a dos reuniones anuales, a más tardar el 31 de mayo y el 30 de noviembre, para dar cuenta del estado de avance del plan y coordinar la información requerida para la elaboración del informe anual de seguimiento, según lo establecido en el artículo 66° del Decreto N° 16, de 2023, del Ministerio del Medio Ambiente.

Asimismo, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, a través de correo electrónico dirigido a las y los profesionales titulares y suplentes, el equipo de la Unidad de Cambio Climático y Precio al Carbono solicitará la información requerida para el informe anual de seguimiento, a través de una planilla de seguimiento donde, al menos, se deberá completar la siguiente información por cada acción:

- Nombre del o de la profesional a cargo de la acción
- Cargo
- Unidad y División u Oficina
- Fecha hasta la que se reporta avance
- Descripción del avance reportado
- Estado de avance (Porcentaje) o cumplimiento del(os) indicador(es) definido(s) para cada acción
- Financiamiento involucrado
- Tipo y fuente de financiamiento: Público (Señalar institución), privado (Señalar financista), internacional (Señalar organismo o fondo), otro (Detallar)
- Medios de verificación (ejecución y financiamiento)



- Brechas y dificultades identificadas en la implementación
- Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

El plazo para completar dicha información será de dos semanas, a partir de la fecha de recepción del correo antes citado.

El equipo responsable analizará, complementará y sistematizará la información recibida en una única planilla de seguimiento, la que será enviada a través de un documento interno oficial o memo por la jefatura de la División responsable a las jefaturas de todas las Divisiones u Oficinas involucradas, además de la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna del Ministerio de Energía.

Luego del envío, las jefaturas de División contarán con dos semanas para la revisión de la información y el envío de comentarios y/o rectificaciones, si las hubiera.

Con dicha información, el equipo responsable elaborará el borrador del informe anual de seguimiento, el que será remitido a las y los profesionales titulares y suplentes, vía correo electrónico, para su revisión a más tardar el 31 de enero del año siguiente. El periodo de revisión no podrá exceder las cuatro semanas y será definido en función de posibles plazos definidos por el Ministerio del Medio Ambiente.

7.2.2. Externo

El Ministerio de Energía, para facilitar la coordinación con las instituciones participantes¹¹ y coadyuvantes¹² de las acciones del plan, enviará un oficio inicial a cada institución, a más tardar el 30 de junio de 2025, detallando las actividades y compromisos esperados durante la implementación del instrumento y solicitando una contraparte titular y suplente para concentrar las comunicaciones oficiales.

El equipo responsable mantendrá reuniones periódicas con las contrapartes designadas y citará, al menos, a dos reuniones anuales a más tardar el 31 de mayo y el 30 de noviembre, para dar cuenta del estado de avance del plan y coordinar la información requerida para la elaboración del informe anual de seguimiento.

Además, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, a través de un oficio, se solicitará la información requerida para el informe anual de seguimiento, para lo cual se utilizara una planilla de seguimiento que contendrá los siguientes campos, según corresponda:

- Institución responsable:
 - Unidad, División, Departamento, Oficina (u otro) a cargo de la acción
 - Fecha hasta la que se reporta avance
 - Descripción del avance reportado
 - Estado de avance (Porcentaje) o cumplimiento del(os) indicador(es) definido(s) para cada acción
 - Financiamiento involucrado
 - Tipo y fuente de financiamiento: Público (Señalar institución), privado (Señalar financista), internacional (Señalar organismo o fondo), otro (Detallar)
 - Medios de verificación
 - Brechas y dificultades identificadas en la implementación

¹¹ Se entiende por instituciones participantes aquellas que, no siendo el Ministerio de Energía, son responsables de una o más acciones del plan.

¹² Se entiende por instituciones coadyuvantes aquellas que colaboran con el Ministerio de Energía en la ejecución de las acciones.



- Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)
- Institución coadyuvante:
 - Unidad, División, Departamento, Oficina (u otro) colaboradora de la acción
 - Descripción de la colaboración para el avance de la acción
 - Financiamiento por parte de la institución (si hubiera)
 - Medios de verificación
 - Brechas y dificultades identificadas en la colaboración de la acción
 - Recomendaciones para el año siguiente (Avance menor al 100%) o conclusiones de la implementación de la acción (Cumplimiento total, 100%)

El plazo para completar dicha información será de tres semanas, a contar de la fecha de recepción de la solicitud, y deberá ser respondida formalmente al oficio de solicitud de información del Ministerio de Energía.

El equipo responsable analizará, complementará y sistematizará la información recibida en una única planilla de seguimiento, la que será enviada a través a través de oficio a cada una de las Instituciones. Estas contarán con tres semanas para la revisión de la información y el envío de comentarios y/o rectificaciones, si las hubiera.

Con dicha información, el equipo responsable elaborará el borrador del informe anual de seguimiento, el que será remitido a las y los profesionales titulares y suplentes, vía correo electrónico, para su revisión a más tardar el 15 de febrero del año siguiente. El periodo de revisión no podrá exceder las cuatro semanas desde la recepción del informe y será definido en función de posibles plazos definidos por el Ministerio del Medio Ambiente.

7.3 PROTOCOLO FINANCIERO

Esta sección entrega un detalle para abordar cómo se construirá la información financiera del plan, tanto interna como externamente, considerando que podría haber financiamiento de instituciones u organismos externos al Ministerio de Energía.

7.3.1. Información interna

La Unidad responsable recabará anualmente la información respecto a la implementación del plan, incluyendo la financiera. La jefatura de la División responsable remitirá vía documento interno oficial o memo a la jefatura de la División de Administración y Finanzas, con copia a la jefatura de la Oficina de Auditoría Interna, el detalle de todos los gastos ejecutados en el marco de la ejecución de las acciones del plan que hayan involucrado financiamiento público de la Subsecretaría de Energía. Esta acción se concretará, a más tardar el 15 de diciembre del año en rendición.

La jefatura de la División de Administración y Finanzas remitirá su pronunciamiento sobre la integridad, claridad y exactitud de la información, a más tardar, el 31 de enero del año siguiente. Asimismo, dicha División deberá incluir una carpeta con los medios de verificación oficiales y validados que acrediten cada uno de los montos rendidos, en coordinación con la Unidad técnica a cargo.

7.3.2. Información externa

Fuentes de financiamiento de otras instituciones públicas



En el caso de existir financiamiento por parte de otras instituciones públicas que son participantes o coadyuvantes, esta será rendida siempre y cuando tengan, al menos un medio de verificación que se considere claro, exacto e íntegro. Esta información, a su vez, deberá ser entregada en el oficio de respuesta a la solicitud de información descrito en 6.2.2.

Se recomienda que dichos medios de verificación cuenten con la debida revisión y autorización de la jefatura de la división, departamento, oficina o equivalente de administración y finanzas de la institución.

Fuentes de financiamiento privadas o internacionales

En caso de existir financiamiento internacional para la implementación y ejecución de las acciones del plan, esta será rendida siempre y cuando tengan, al menos, un medio de verificación que se considere claro, exacto e íntegro. Estos podrán ser contratos, facturas, boletas u otros en el caso de servicios financiados por otros organismos o transferencia de recursos, acuerdos, convenios u otros en el caso de fondos o similares.

Sin perjuicio de las dos posibilidades anteriores, cualquier caso particular que requiera una revisión detallada y especial, será analizada por la Unidad responsable y la decisión (aprobación o rechazo de la rendición) será comunicada vía oficio a la contraparte de la institución que entrega la información externa por la jefatura de la División responsable del Ministerio de Energía, en cuya distribución incluirá a la jefatura de la División de Administración y Finanzas.