

La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050



Contexto actual y caminos para el futuro

Chile

La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en Chile

Este documento ha sido publicado bajo la Presidencia Ejecutiva de Sergio Díaz-Granados y la Vicepresidencia Corporativa de Programación Estratégica de Christian Asinelli.

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

MRC Consultants and Transaction Advisers (España): Fernando Álvarez, Carlos Migués, Santiago Conchillo, Nicolás Stern, Juan Pablo Palacios y Leandro Iturralde.

PSR Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly Morais, Juliana Xavier, Bruno Peixoto, Matheus Gonçalves, Daniel Costa y João Marcelo Silvano.

Gestión editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo

Ana Gerez

Diseño gráfico

<https://cleiman.com>

Fotografías

Banco de imágenes de CAF, Adobe Stock y pixabay.com/

© CAF 2024

Las ideas y planteamientos contenidos en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen la posición oficial de CAF. Los términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican toma alguna de posición por parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países, territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.



La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

Contexto actual y caminos para el futuro Chile

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Chile

Caracterización del país y su matriz energética	34
Marco institucional y agentes del sector	35
Caracterización del sistema de generación	36
Caracterización del sistema de transmisión	38



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	42
Estructura y funcionamiento sectorial	46
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
Políticas de transición energética	49
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

Planeamiento y regulación sectorial	57
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
Iniciativas de organismos multilaterales	60



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	63
Proyección de los precios de los combustibles	65
Proyección de los precios de combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Proyección de los precios del carbón	
Tecnologías candidatas para la expansión	73
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	77
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Chile

Caso de BAU	98
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	108
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	117
Inversiones en transmisión	126
Inversiones en distribución	131
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	



Ejes de acción en Chile

Referencias

Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

Apéndice 4: Inversiones en transmisión



Conclusiones

Apéndice 1: Adiciones de capacidad

Apéndice 3: Inversiones en generación

Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar

Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

Apéndice 7: Propuesta metodológica

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



Cuadro 2.1	Especificaciones de la línea de transmisión	35
Cuadro 3.1	Matriz de brechas y posicionamiento de Chile	39
Cuadro 3.2	Plan regulatorio del hidrógeno en Chile	39
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	56
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	65
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	66
Cuadro 4.4	Lista de proyectos considerados	82
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Chile	132
Figura 2.1	Representación del sistema de transmisión en 2021	35
Figura 5.1	Representación de las macrorregiones de Chile y sus interconexiones	116
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	128

ÍNDICE DE GRÁFICOS



Gráfico 2.1	Matriz de capacidad instalada del sistema chileno al cierre de 2023	33
Gráfico 2.2	Evolución de la capacidad instalada por tecnología	44
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	59
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	59
Gráfico 4.3	Proyección de precios Henry Hub	61
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	62
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	62
Gráfico 4.6	Perspectivas del precio del carbón de diferentes entidades	67
Gráfico 4.7	Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base	67
Gráfico 4.8	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	69
Gráfico 4.9	Curva de costos para baterías	70
Gráfico 4.10	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	71

Gráfico 4.11	Crecimiento y proyección del PIB	72
Gráfico 4.12	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	73
Gráfico 4.13	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	75
Gráfico 4.14	Datos de proyectos de GD instalados en Chile	76
Gráfico 4.15	Curva de adopción de la generación distribuida	77
Gráfico 4.16	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	78
Gráfico 4.17	Proyección de la demanda en el sector del transporte	78
Gráfico 4.18	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	79
Gráfico 4.19	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	80
Gráfico 4.20	Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial	81
Gráfico 4.21	Producción de hidrógeno verde en Chile	81
Gráfico 4.22	Consumo de electricidad de los electrolizadores	81
Gráfico 4.23	Distribución de la demanda en los sectores de la economía chilena	81

Gráfico 4.24	Proyección de las ganancias de eficiencia	81
Gráfico 4.25	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	81
Gráfico 4.26	Entradas y retiros de proyectos a corto plazo	81
Gráfico 5.1	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema chileno en el caso de BAU	85
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el escenario de BAU	86
Gráfico 5.3	Adiciones y retiros de capacidad en el sistema chileno en el caso de BAU	86
Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema chileno en 2024	88
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema chileno en 2024	89
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema chileno en 2024	90
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de BAU	91
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de BAU	91
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2050 en caso de BAU	93

Gráfico 5.10	Costos marginales anuales en el sistema chileno en el caso de BAU	94
Gráfico 5.11	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema chileno en el caso de BAU	95
Gráfico 5.12	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema chileno en el caso de TE	97
Gráfico 5.13	Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el caso de TE	98
Gráfico 5.14	Adiciones de capacidad en el sistema chileno en el caso de TE	98
Gráfico 5.15	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema chileno en el caso de TE	100
Gráfico 5.16	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema chileno	100
Gráfico 5.17	Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2040	101
Gráfico 5.18	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de TE	102
Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema chileno	102
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2050	103
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema chileno en el caso de TE	104

Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema chileno en el caso de TE	105
Gráfico 5.23	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema chileno	107
Gráfico 5.24	Gráfico 5.24 Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema chileno en los casos de BAU y TE	108
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema chileno	109
Gráfico 5.26	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema chileno en los casos de BAU y TE	110
Gráfico 5.27	Comparación de los costos marginales en el sistema chileno en los casos de BAU y TE	111
Gráfico 5.28	Evolución de los costos de inversión en generación	112
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de operación	112
Gráfico 5.30	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Chile	114
Gráfico 5.31	Distribución de centrales solares en las regiones de Chile en ambos escenarios de expansión	118
Gráfico 5.32	Distribución de centrales eólicas en las regiones de Chile en ambos escenarios de expansión	120

Gráfico 5.33

Inversiones en el sistema de transmisión chileno por década **121**

Gráfico 5.34

Inversiones en distribución (capacidad acumulada) **121**

Gráfico 5.35

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada) **122**

Gráfico 5.36

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo **123**

Gráfico 5.37

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente **124**

Gráfico 5.38

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario **124**

Gráfico 5.39

Inversiones anuales en la red de distribución **124**

Abreviaciones

BAU	Continuidad (<i>business as usual</i>)
BESS	Sistema de almacenamiento de energía por baterías (<i>battery energy storage system</i>)
CAPEX	Gastos de capital
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CNE	Comisión Nacional de Energía
CSP	Termosolar de concentración (<i>concentrated solar power</i>)
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
H2	Hidrógeno
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios

LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MM	Mercado mayorista
MWh	Megavatio hora
FV	Fotovoltaica
O&M	Operación y mantenimiento
PMGD	Pequeño medio de generación distribuida
PPA	Acuerdo de compraventa (<i>power purchase agreement</i>)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TWh	Teravatios por hora
USD	Dólares estadounidenses

Resumen ejecutivo

» América Latina y el Caribe posee un gran potencial para impulsar el desarrollo de las energías renovables y avanzar en el camino hacia la descarbonización.

Sin embargo, una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición energética y permitan lograr el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, en las próximas décadas depende del punto de partida y un buen conocimiento de las particularidades y posibilidades de cada país.

Este informe ofrece una visión comprensiva de la transición energética en Chile, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050.

Se analizan dos escenarios de expansión de la generación y transmisión de energía:

1. Caso de continuidad o *business as usual* (BAU), escenario que contempla una expansión del sistema eléctrico basada exclusivamente en criterios económicos.
2. Caso de transición energética (TE), que también considera una expansión económica, pero con restricciones en las emisiones del sector eléctrico y la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para la expansión del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo.

El análisis de las políticas de transición energética en Chile revela áreas de mejora en varios aspectos. Aunque el país ha superado la meta de participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la generación eléctrica con algunos años de anticipación, existen desafíos en la integración efectiva de estas energías en el sistema eléctrico, especialmente en cuanto al transporte de energía generada en el norte del país hacia las demás regiones. Además, la electromovilidad y el hidrógeno verde son áreas en las que se han establecido objetivos de largo plazo, pero aún se necesita evaluar la efectividad de las medidas implementadas y desarrollar la infraestructura necesaria.

Chile ha logrado reducir la demanda energética gracias a medidas como el etiquetado de eficiencia energética y la implementación de programas de concientización, como la Ley de Eficiencia Energética y el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026. Sin embargo, el plan mencionado destaca que aún no se ha producido un desacople entre el crecimiento económico y el consumo energético, como ha ocurrido en los países de la Organización para la Cooperación y el Crecimiento Económicos (OCDE). Por tanto, hay que aumentar los esfuerzos en esta dirección, lo que coloca a la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile en un lugar preponderante para verificar la aplicación de las medidas previstas en la regulación.

En el ámbito de la electromovilidad, la estrategia nacional publicada en 2021 incluye objetivos de electrificación y metas claras para algunos tipos de transporte. No obstante, la efectividad de las medidas aún está por verse ya que la penetración de los vehículos eléctricos es incipiente (aproximadamente el 1 % del consumo en el sector del transporte se realiza mediante electricidad, según el balance energético nacional de 2021). Además, se están implementando programas y leyes para fomentar la adopción de vehículos eléctricos y mejorar la infraestructura de carga.

En Chile, se ha establecido una estrategia nacional y un plan regulatorio para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde, sin embargo, falta redactar regulaciones específicas e implementar la infraestructura necesaria.

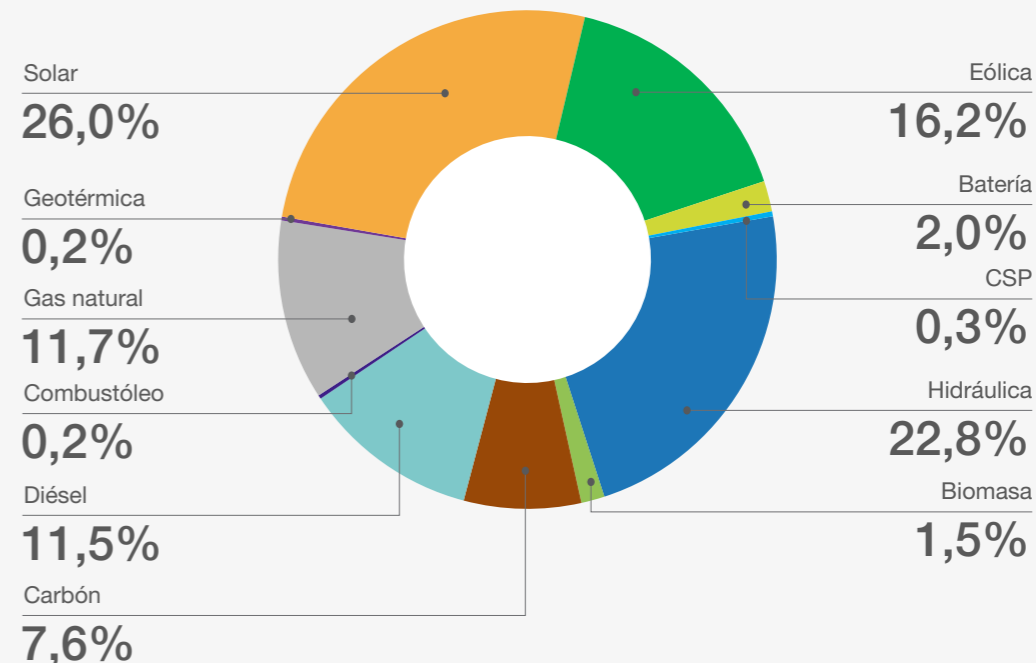
Dentro del marco de la Política Energética 2050 de Chile, se prioriza fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones en la matriz energética, asignando un papel importante al gas natural. La integración de este recurso como un vector de transición está siendo evaluada a través de exploraciones

en el territorio nacional y la observación del mercado internacional. Entre las medidas contempladas en este programa se encuentra la promoción del uso seguro y confiable del GN, especialmente en los sectores comercial, residencial y del transporte. La generación con plantas de gas natural se percibe, además, como una candidata para reemplazar las plantas de carbón y diésel que aún están en funcionamiento.

El sistema eléctrico de Chile cuenta con un portafolio bastante diversificado de fuentes, siendo las centrales solares y eólicas las principales en términos de capacidad instalada, con un 26 % y un 16 %, respectivamente, de la canasta total (cerca de 33 GW) al cierre de 2023.

GRÁFICO 1

Matriz de capacidad instalada del sistema chileno al cierre de 2023

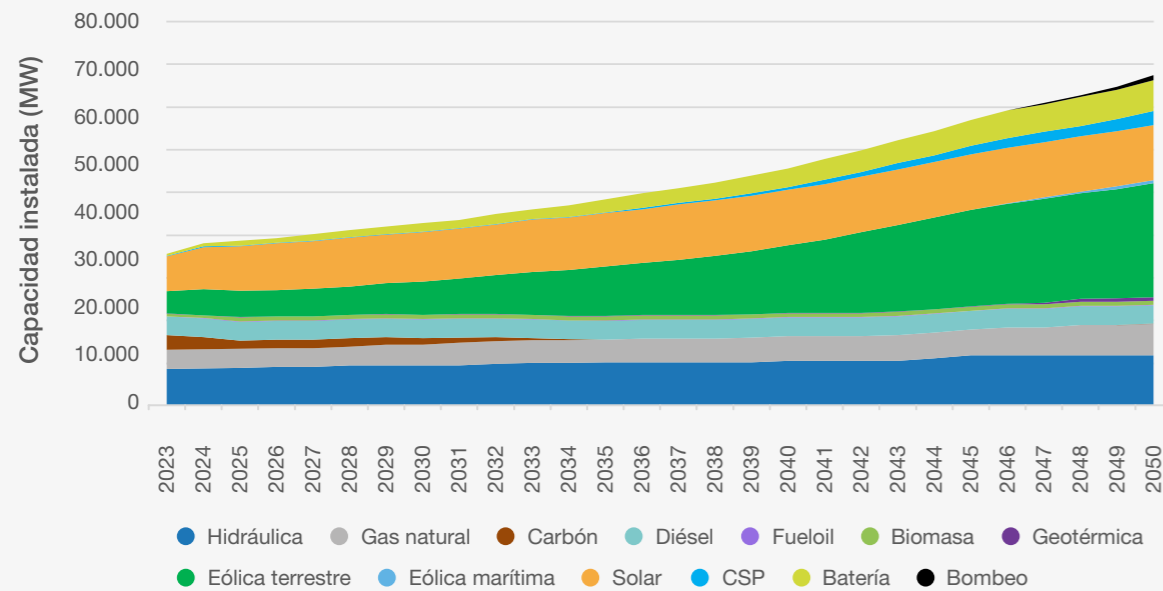


Fuente: Elaboración propia con datos de CNE (s. f.)

En la expansión del sistema chileno en el caso de BAU, se observa un aumento en la participación de las energías eólica y solar en la matriz. Un punto notable en esa ampliación es que ya existe un plan para el desmantelamiento de las centrales de carbón en el país. En este estudio, la retirada completa del sistema de esas centrales térmicas se produce hasta 2035 en el caso de BAU y 2030 en el caso de TE. El gráfico 2 presenta la evolución de capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el escenario de BAU, para el que se estima una inversión total de USD 52.578 millones en generación.

GRÁFICO 2

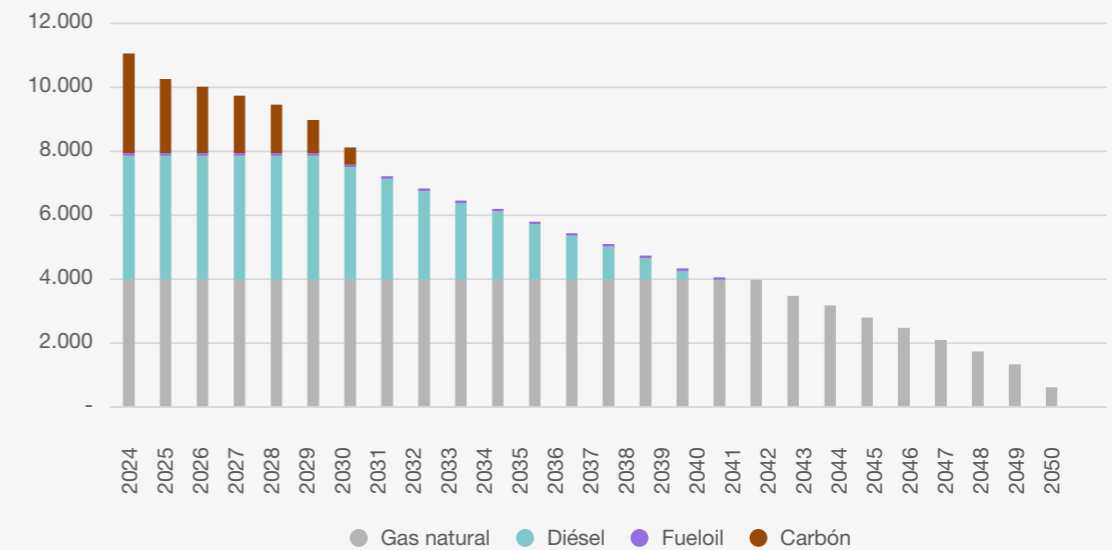
Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el caso de BAU



En el escenario de TE, el país tiene como meta la descarbonización total del sistema, es decir, que, además de la retirada de las centrales de carbón, todas las demás centrales térmicas emisoras de gases de efecto invernadero también deberán ser desmanteladas para el año 2050, como se ilustra en el gráfico 3.

GRÁFICO 3

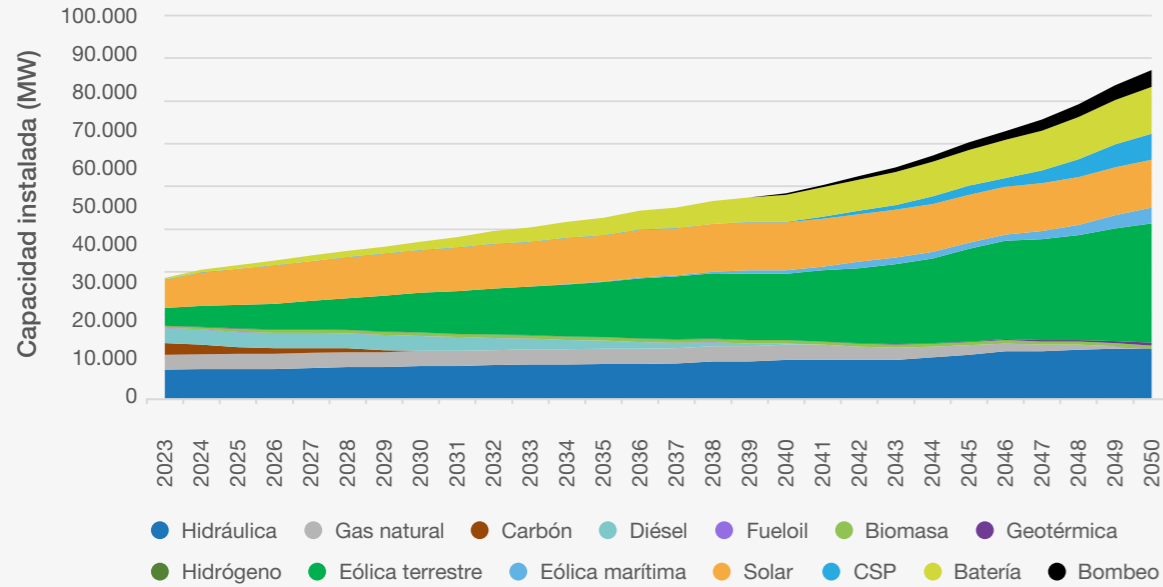
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema chileno



Para reemplazar esos activos y atender al crecimiento de la demanda, se prevé un mayor aumento de las centrales eólicas en el sistema, así como inversiones en activos capaces de agregar flexibilidad, por ejemplo, baterías, centrales de CSP e hidroeléctricas reversibles (gráfico 4). La retirada de las centrales térmicas del país en el caso de TE y el cumplimiento de las metas de descarbonización, entre otros factores, implican invertir un total de USD 94.741 millones en generación en este escenario, un aumento del 80 % en relación con el caso de BAU.

GRÁFICO 4

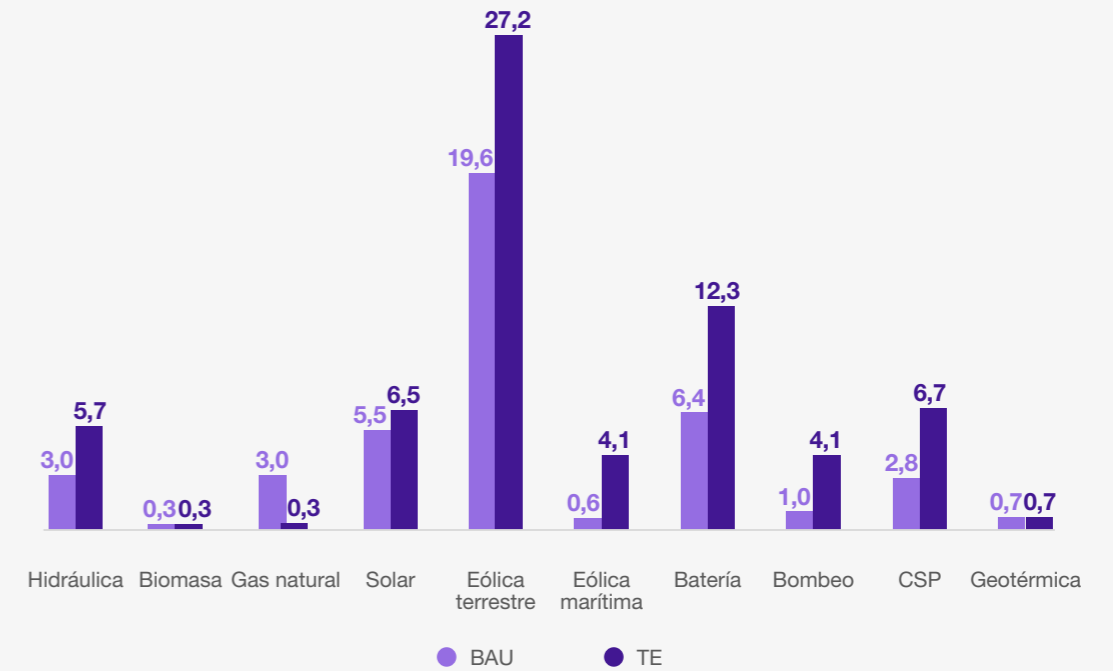
Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el caso de TE



En este escenario de TE se añaden alrededor de 25 GW de capacidad más que en el caso de BAU (expansión 100 % renovable), de manera que se pueda atender una demanda un 12 % mayor al final del horizonte. De esa diferencia en cantidad adicionada, 9 GW corresponden a almacenamiento (baterías y bombeo), necesarios para garantizar la confiabilidad en el suministro de electricidad ante la inserción masiva de fuentes intermitentes. La comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050 (gráfico 5) dan idea de las diferencias en cuanto a decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5

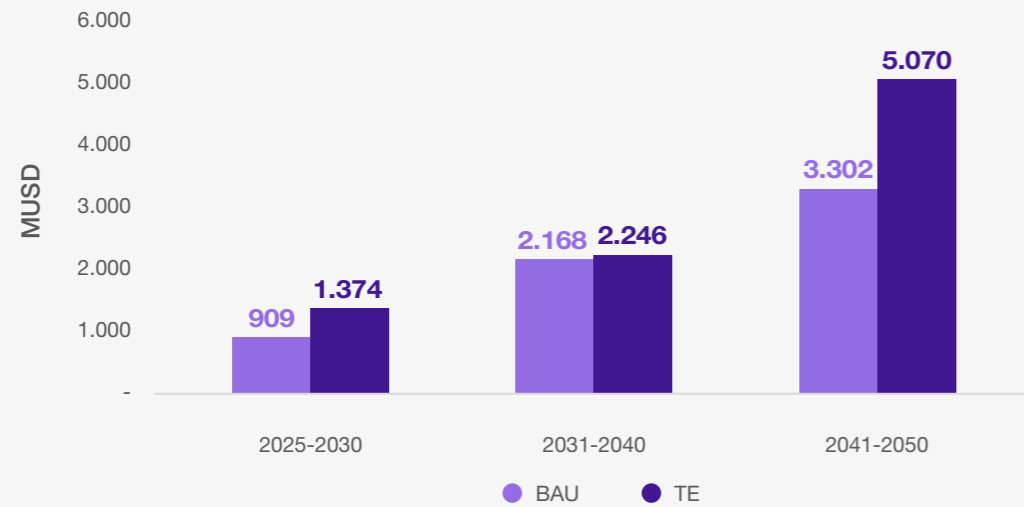
Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema chileno en los casos de BAU y TE



Para incorporar las adiciones de capacidad al sistema, se requieren una serie de inversiones en la red de transmisión tanto en el norte como en el sur del país. El gráfico 6 muestra una proyección de las inversiones en transmisión para cada década del estudio en ambos escenarios. La diferencia más notable se observa en la última década, cuando existe una disparidad más significativa en la demanda entre los casos y la mayoría de las centrales térmicas del sistema ya no están en operación. Como consecuencia, las mayores inversiones en transmisión están dirigidas a integrar en el sistema el aumento de capacidad de centrales eólicas (terrestre y marítima) y solares, para lo que se estima un total de USD 6.379 millones en el caso de BAU y USD 8.691 millones en el caso de TE, lo que significa un 36 % más en este último escenario.

GRÁFICO 6

Inversiones en el sistema de transmisión de Chile por década

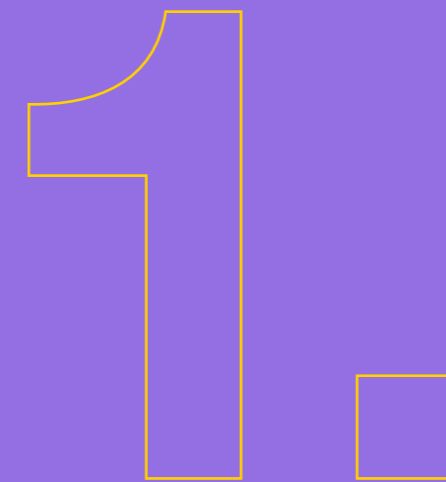


El cuadro 1 resume las necesidades de inversión total en generación, transmisión y distribución hasta 2050 para los dos casos de expansión considerados en Chile.

CUADRO 1

Resumen de las inversiones totales en el sistema chileno para el período 2024-2050

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	52.578	6.379	3.000	61.957
TE (MUSD)	94.741	8.691	3.000	106.431



Introducción



» La energía generada mediante fuentes renovables no convencionales está bajando de precio en todo el mundo (IRENA, 2023a).

Adicionalmente, diversas tecnologías y regulaciones desarrolladas en el corto y mediano plazo han tenido un impacto positivo en la cadena de suministro de la electricidad. Dicho impacto se ha sentido particularmente en los sectores de generación y distribución, ya que han permitido tanto la creciente transformación de las matrices energéticas como la incipiente modificación del paradigma eléctrico en el cual la energía se genera en grandes centrales alejadas de los centros de consumo.

En este marco, los desafíos que tiene por delante el sector eléctrico de los países, particularmente los miembros de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—, a fin de alcanzar los objetivos de descarbonización en el año 2050, incluyen una detallada comprensión de la situación actual del sistema como punto de partida y la definición de las acciones de transición que configurarán el camino por recorrer para cumplir dichos objetivos. En tal sentido, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el costo del almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores eléctricos suponen una transformación sustancial que requiere importantes inversiones.

No obstante, el potencial existente en la región para continuar desarrollando las energías renovables, sumado a una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición, representa una oportunidad significativa para que estos países logren las metas en un entorno sustentable y con mayor equidad social.

Con el propósito de apoyar a Chile en la formulación de políticas y la adopción de medidas que le permitan alcanzar esas metas, se llevó a cabo un estudio integral de largo plazo del sector eléctrico en el que se analizaron los siguientes puntos:

- ▶ La situación actual del sector.
- ▶ El desarrollo de la estrategia que se deberá implementar a largo plazo para alcanzar la descarbonización del sector eléctrico en este país.
- ▶ Las inversiones que demandará el desarrollo de la estrategia de transición energética del sector eléctrico chileno y los costos asociados a ellas.
- ▶ Las tendencias y lecciones aprendidas en el desarrollo de estrategias de transición energética que informan las regiones y países con mayor grado de avance en la implementación de la descarbonización.
- ▶ La identificación de proyectos y la cuantificación de las inversiones necesarias, que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y que contribuyan al desarrollo de infraestructuras sostenibles desde el punto de vista socioambiental.

En el marco de este trabajo, se realizaron dos evaluaciones para el período 2023-2050: la primera en un escenario de continuidad (conocido por el acrónimo BAU (del inglés, *business as usual*)), que considera una expansión exclusivamente económica del sistema eléctrico del país; y la segunda en un escenario de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica que restringe las emisiones en el sector eléctrico, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono, de acuerdo con los compromisos del país y otros supuestos adoptados en este informe.

Los resultados de ese análisis se presentan en este documento divididos en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio.

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de Chile, proporcionando un resumen del marco institucional y destacando algunas características clave del sistema de generación y transmisión.

El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en Chile, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el

funcionamiento del mercado eléctrico, evaluando sus perspectivas de desarrollo y el impacto que esto conlleva en la formulación de una estrategia para la transición energética. Asimismo, se proporciona un catálogo de las brechas normativas y regulatorias identificadas para la implementación efectiva de una estrategia de descarbonización a largo plazo en el país.

El capítulo 4 expone los objetivos del escenario de transición energética y las premisas adoptadas para calcular la expansión del sistema eléctrico de Chile.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico del país en las áreas de generación, transmisión y distribución. En un primer momento, se analizan de manera individual los dos escenarios (BAU y TE). Posteriormente, se realiza una comparación entre ambos para evaluar los impactos de las metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) o del aumento en la instalación de centrales de energías renovables en el caso de la transición. El capítulo concluye con la presentación del costo adicional asociado a las metas de transición energética, denominado en este trabajo prima verde (también conocida por el término en inglés *green premium*).

Finalmente, el capítulo 6 plantea los ejes de acción posibles para un mejor posicionamiento en el proceso de transición energética del país, mientras que el capítulo 7 presenta las conclusiones del estudio.

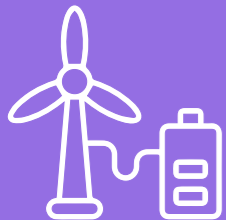
El reporte va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen informaciones adicionales no incluidas en el texto principal y proyecciones hasta el año 2050 del sistema energético de Chile, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.

2

Caracterización del sistema eléctrico de Chile



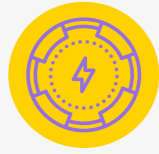
» En este capítulo se analiza el sector eléctrico del país, presentando el panorama institucional del sector y sus principales agentes. A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes de energía en las capacidades instaladas de estos sistemas, así como las características de las líneas e infraestructuras de transmisión de electricidad.



Síntesis del sistema eléctrico de Chile

- Capacidad instalada total de 33.339 MW al cierre de 2023, con una gran participación en el despacho de las centrales solares y las térmicas de gas natural licuado importado.
- El país tiene cuatro pequeños sistemas aislados, Los Lagos, Aysén, Isla de Pascua y Magallanes, que cuentan con pequeñas centrales térmicas, hidráulicas y eólicas, que suman 207 MW de capacidad instalada.
- Chile tiene una interconexión eléctrica de 600 MW que le permite importar electricidad de Argentina para llevarla a empresas mineras en el norte del país.
- La red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está formada por aproximadamente 35.920 kilómetros (km) de líneas de transmisión, de los cuales 29.650 km son de líneas de 110 kilovoltios (kV) o superiores; de estas, las de 220 kV representan más de la mitad.
- El negocio de transmisión es privado y está compuesto por más de 40 agentes. Cinco empresas (Transelec, CGE, Engie, Interchile y Colbún) concentran el 55 % de los activos en extensión de líneas.





Caracterización del país y su matriz energética

Chile está ubicado en la región de los Andes y su economía es una de las principales en Suramérica. Con un producto interno bruto de 281.000 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b), su economía ha crecido a una tasa promedio anual del 1,9 % en los últimos 10 años (FMI, 2023). El país tuvo un PIB per cápita en 2022 de USD 14.356 por habitante¹. Su sistema eléctrico alcanza prácticamente a la totalidad de la población, de 19,6 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c) y el consumo de electricidad fue igual a 4.245 kWh per cápita (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico existente de Chile a finales de 2023 presentaba una capacidad instalada total de 33.339 megavatios (MW) y estaba compuesto por un parque de generación que incluye centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. La generación solar (en particular en la región norte) tiene una participación muy importante en el sistema chileno, así como el gas natural licuado importado. Desde 2017, los dos principales subsistemas de Chile, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) están unidos en un único sistema nacional.

Una interconexión eléctrica de 600 MW, a través de líneas de 330 kV, permite la importación de electricidad producida en Argentina hacia el norte de Chile, para suministrar a las empresas mineras. Además, Chile es parte del acuerdo para la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), que está estudiando, entre otras posibilidades, interconexiones entre este país y Perú, por un lado, y con Bolivia, por otro.

¹ Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).



Marco institucional y agentes

Las principales instituciones del mercado eléctrico chileno son el Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)².

El Ministerio de Energía es el órgano superior con funciones de gobierno y administración del sector energético en el país. Sus principales funciones son elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para un buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el sector, considerando todos los tipos de fuentes primarias y secundarias.

El órgano regulador es la SEC, responsable de reglamentar de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades del mercado de energía en Chile. Además, la SEC se posiciona como una institución confiable y promueve el mejoramiento de la normativa y su fiscalización.

Creada mediante la Ley N.º 20402 de 2009, la CNE es un organismo público descentralizado, que se relaciona con el Ejecutivo por intermedio del Ministerio de Energía. La Comisión está encargada de analizar los precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ajustarse las empresas dentro de la cadena de valor de la energía, con el propósito de disponer de un servicio compatible con la operación económica.

El CEN, por su parte, es una entidad técnica e independiente, encargada de coordinar la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del Sistema Eléctrico Nacional. Entre sus funciones están preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones de dicho sistema, promover la competencia,

² Se puede obtener más información sobre estas entidades en los sitios web del Ministerio de Energía (<https://energia.gob.cl/>), la Superintendencia (<https://sec.custhelp.com/app/home>), el Coordinador Eléctrico (<https://www.coordinador.cl/>) y la CNE (<https://www.cne.cl/>).

eficiencia e imparcialidad por medio de la operación del SEN y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, de conformidad con la ley.

Desde la promulgación de la Ley N.º 20936, en julio de 2016, la planificación energética es responsabilidad del Ministerio de Energía. Este debe desarrollar el planeamiento de largo plazo cada cinco años, para un horizonte de al menos 30 años. La planificación del sistema eléctrico en lo que respecta a la actividad de transmisión, de acuerdo con la misma ley, es responsabilidad de la CNE, que la elabora anualmente para un horizonte de al menos 20 años, teniendo en cuenta la planificación de largo plazo del Ministerio.

En Chile hay más de 130 empresas en el sector de generación eléctrica, todas ellas privadas. Sin embargo, cuatro poseen más del 60 % de la capacidad total instalada: Enel, AES, Colbún y Engie. Los sectores de transmisión y distribución también están compuestos por diversos agentes privados, pero tan solo seis empresas de transmisión y cinco grupos de distribución poseen la mayor parte del mercado.

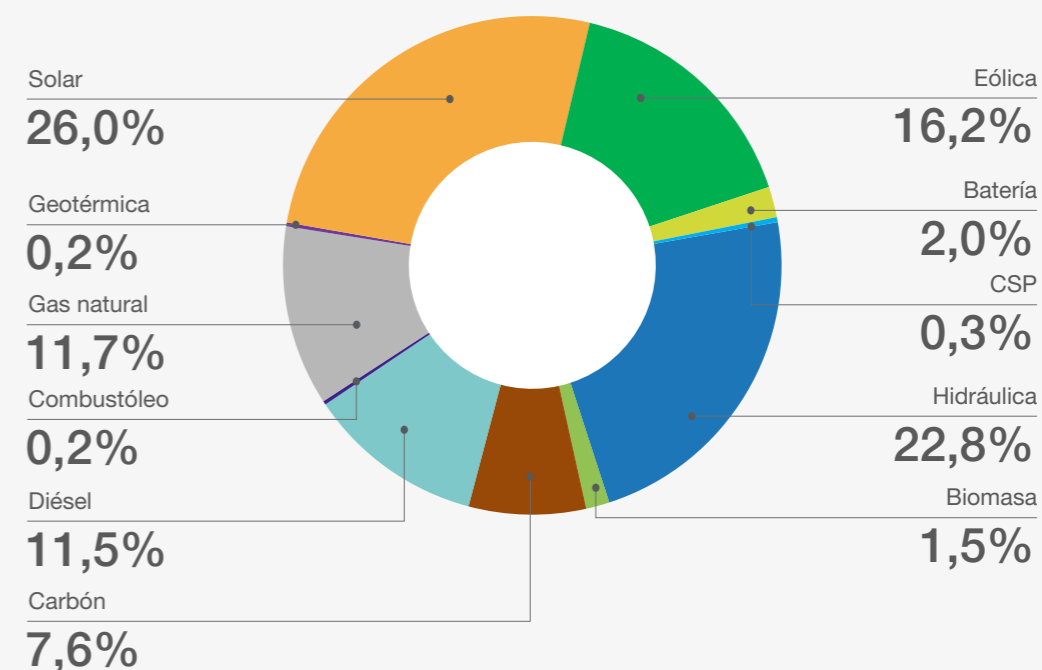


Caracterización del sistema de generación

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, al cierre de 2023, contaba con más de 700 plantas en operación, que representaban en conjunto aproximadamente 33,4 GW de capacidad instalada. Las centrales térmicas (carbón, gas natural y combustibles líquidos) representan alrededor del 35 % de esa capacidad y las centrales hidráulicas el 22 %.

GRÁFICO 2.1

Matriz de capacidad instalada del sistema chileno al cierre de 2023



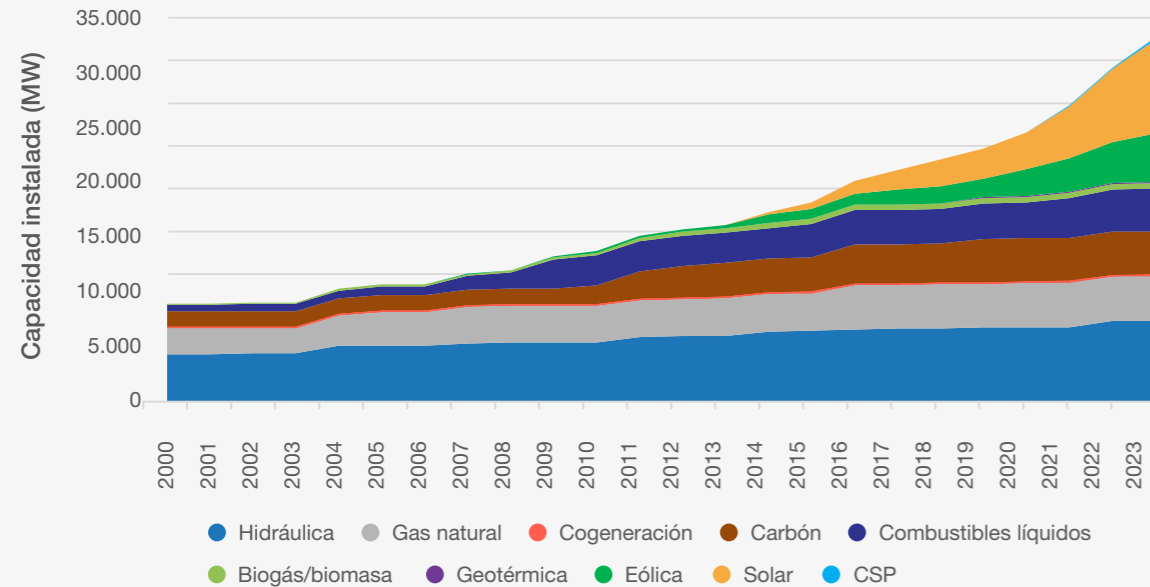
Fuente: Elaboración propia con datos de CNE (s. f.).

En Chile existen cuatro pequeños sistemas aislados (que no están conectados al SEN), a saber, Los Lagos, Aysén, Isla de Pascua y Magallanes. Estos cuentan con pequeñas centrales térmicas, hidráulicas y eólicas, que suman 207 MW de capacidad instalada.

El gráfico 2.2 muestra la capacidad instalada histórica acumulada del SEN, donde se puede ver un aumento significativo en la participación de las plantas renovables (eólica y solar) en los últimos cinco años. Al cierre de 2023, la energía solar representó el 27 % de la capacidad instalada total, mientras que la participación de la eólica era el 13 %.

GRÁFICO 2.2

Evolución de la capacidad instalada por tecnología



Fuente: CNE (s. f.).



Caracterización del sistema de transmisión

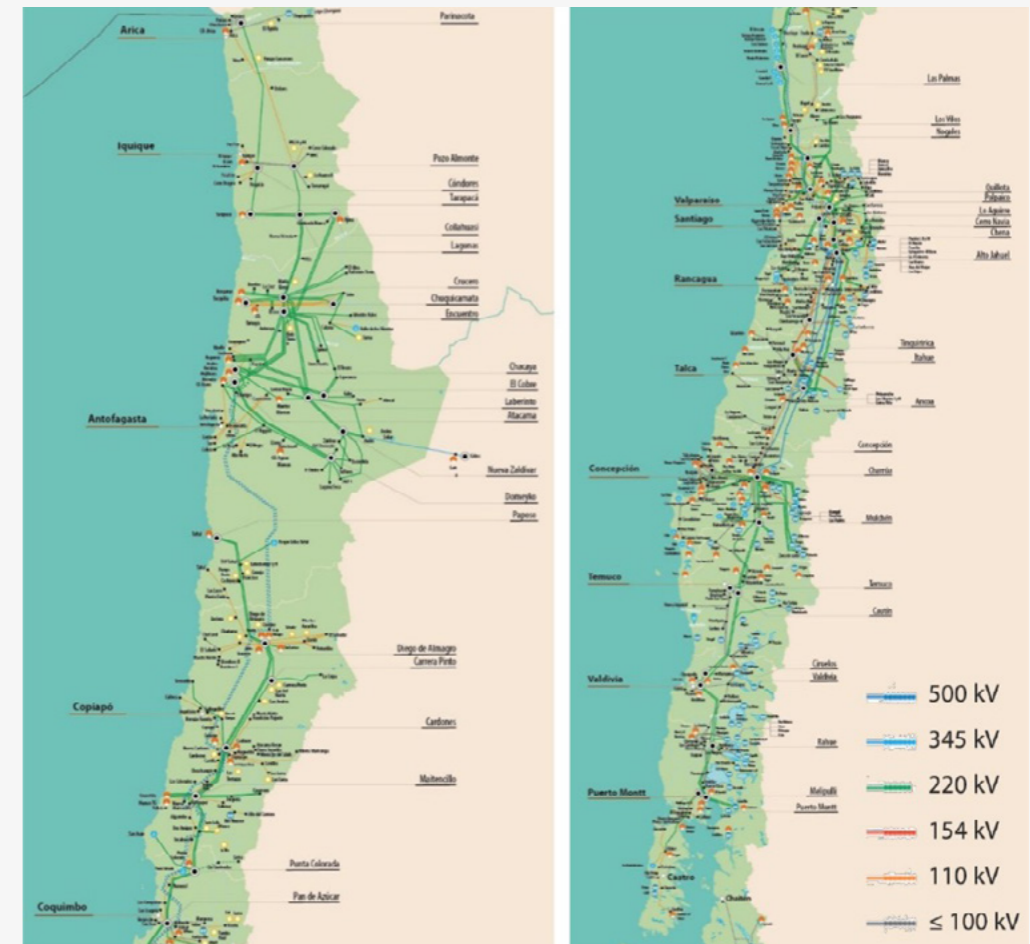
El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por dos antiguos sistemas regionales, el SIC y el SING, que fueron unidos a finales de 2017. El proyecto de interconexión de los dos sistemas fue impulsado por Transmisora Eléctrica Norte (TEN), empresa filial de ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Internacional, con una inversión cercana a los USD 860 millones. El SEN comprende principalmente una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV en corriente

alterna (CA), de 600 km de longitud, con 1.355 torres de más 80 metros de altura, que va desde Mejillones (en la región de Antofagasta) hasta el sector de Cardones, en Copiapó (en la región de Atacama). Además, tiene una capacidad de transmisión de 1.500 MW por cada circuito (Generadoras de Chile, 2017).

La extensión de la red de transmisión del SEN es de aproximadamente 35.920 km. De ese total, 29.650 km son de líneas de al menos 110 kV. Las líneas de 220 kV componen más de la mitad de esa longitud. Los mapas de la figura 2.1 resumen las características físicas de la red de transmisión (datos de 2021).

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión en 2021



Fuente: CNE (s. f.).

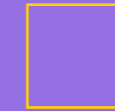
CUADRO 2.1

Especificaciones de la línea de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
110 kV o superior	29.650
Inferior a 110 kV	6.270

La totalidad del negocio de transmisión es privado. Si bien el sector está compuesto por más de 40 agentes, solo cinco empresas, Transelec, CGE, Engie, Interchile y Colbún poseen el 55 % de los activos de transmisión en extensión de líneas.

3



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas de Chile revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Chile ha superado la meta establecida para 2025 en términos de participación de las ERNC en la generación eléctrica, pero aún existen desafíos en la integración efectiva de estas energías al sistema, especialmente en los sistemas medianos (con capacidad entre 1.500 kW y 200 MW). Se necesitan refuerzos en la red y posiblemente sistemas de almacenamiento para evitar vertimientos de energía.
- ▶ **Electromovilidad.** Aunque se han establecido objetivos ambiciosos para la penetración de los vehículos eléctricos en Chile, aún queda por evaluar la efectividad de las medidas implementadas, especialmente en términos de infraestructura de carga y regulación.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Se han establecido estrategias y regulaciones para promover el desarrollo de este producto en Chile, pero aún falta la redacción de reglamentos específicos y la implementación de la infraestructura necesaria para su uso como combustible de transición, como está previsto en el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 del Gobierno.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** A pesar de los avances en la definición de normas técnicas y la incorporación de funcionalidades inteligentes en el marco regulatorio, la inserción de medidores inteligentes en Chile aún es incipiente. Se requieren mayores esfuerzos para motivar el recambio y aprovechar plenamente las ventajas de la medición inteligente.

- ▶ **Gas natural como vector de la transición.** El gas natural está considerado en el país como un complemento de las energías renovables y sustituto de combustibles contaminantes. Su utilización está sujeta a exploraciones en el territorio nacional, la observación del mercado internacional y los requerimientos de seguridad en el abastecimiento eléctrico.
- ▶ **Generación distribuida.** Se han producido avances en la materia, aunque el Ministerio de Energía remarca un descontento de los usuarios por la tarifa percibida por la energía inyectada al sistema bajo el esquema de facturación neta (*net billing*), lo que constituye una barrera para el ingreso de la GD.

El cuadro 3.1 resume el análisis realizado en este capítulo respecto al estado actual de la estructura sectorial, las políticas de transición energética y el planeamiento para acometer la transición energética en Chile.

CUADRO 3.1

Matriz de brechas y posicionamiento de Chile

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) en el SEN, con competencia en el mercado mayorista.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM a través de autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables (ER). Libre acceso al sistema de transmisión, con condiciones técnicas establecidas por la transportista.	Las subastas de ER favorecen la concreción ordenada de los objetivos establecidos en la Hoja de Ruta para la Transición Energética. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	<i>Pool</i> ^a con costos auditados entre generadores. Contratos financieros entre generadores y demanda. Está en fase de realización un estudio para un mercado basado en las ofertas.	La competencia en el mercado de contratos es un inductor para la disminución de los costos de producción de energía eléctrica.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo + cargo por consumo y posible cargo por demanda para usuarios residenciales. Cargo fijo + cargo por consumo + cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Regulación: Ley 20698, PEN 2050 y Transición Energética Acelerada 2030. Objetivos: matriz energética 100 % renovable en 2030. Instrumentos: subastas de ER.	Las subastas han aumentado sustancialmente la penetración de las ERNC. Se deberá evaluar continuamente la seguridad en el abastecimiento del sistema por la alta incorporación de renovables.
	Eficiencia energética (EE)	Ley 21305 de Eficiencia Energética de 2021 y Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026. Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile. Existencia de normativa de etiquetado. Existencia de normas de EE en edificios.	Existencia de numerosos elementos necesarios para garantizar la eficiencia energética. No se observa aún un desacople sustancial entre el crecimiento económico y el aumento del consumo final de energía.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Electromovilidad	Estrategia Nacional de Electromovilidad 2021 y Ley 21505 de promoción del abastecimiento y la electromovilidad. Existencia de un reglamento de estaciones de recarga.	Está pendiente la creación de un repositorio nacional de información de vehículos eléctricos e infraestructura de carga presente en el país.
	Hidrógeno verde (HV)	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Existencia de un plan para el desarrollo de normas. Ley que habilita la utilización del hidrógeno en el sistema eléctrico. Plan de Acción H2V 2023-2030.	Normativa en desarrollo, de acuerdo con el plan de acción publicado en 2023. Construcción de proyectos piloto como parte de una primera etapa de crecimiento y adquisición de la pericia necesaria (<i>know-how</i>).
	Redes y medición inteligentes	Existencia de un plan nacional, con un desarrollo dilatado por el lento ingreso de los medidores inteligentes. Existencia de normativa para medidores y funcionalidades específicas que agregan inteligencia a la red.	Ausencia de normativa para la incorporación de ciertas funcionalidades, como, por ejemplo, la tarificación horaria. Se deben reglamentar leyes ya aprobadas.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Reconocimiento como vector que puede aportar seguridad al sistema.	La utilización de GN está supeditada al descubrimiento de nuevos yacimientos y al precio del combustible para importación.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Planificación indicativa de la generación y la transmisión. La distribución queda a cargo de la empresa según el área de concesión. Planificación energética con escenarios de transición hasta 2030 y 2050, que consideran la movilidad eléctrica, el hidrógeno de bajas emisiones, la generación distribuida y el almacenamiento.	Inconvenientes en el desarrollo de la red de transmisión, en mayor parte debido a las dificultades económicas del país, pero también por falta de planificación.
	Generación distribuida (GD) ^b	Norma de facturación neta (<i>net billing</i>) para GD de autoconsumo. Adicionalmente, programa gubernamental con incentivos para la instalación de paneles solares en residencias. Regulación específica para pequeños medios de generación distribuida o GD para comercialización.	El esquema previsto, junto con el programa de incentivos, ha incrementado sensiblemente la penetración de esta tecnología en el sistema. Existen quejas por el bajo valor de la tarifa de inyección para GD de autoconsumo.
	Almacenamiento con baterías	Resta reglamentar la Ley 21505 de promoción del almacenamiento.	Falta de mayores perspectivas hasta la reglamentación de la Ley.

Nota: a) La contratación *pool* es una modalidad por la cual el precio final se calcula teniendo en cuenta el precio del MM y unos gastos operativos que cubren el beneficio de la operadora; b) En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la producción de GD se comercializa en su totalidad y en el segundo caso se consume internamente y el excedente podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



Estructura y funcionamiento sectorial

► Estructura sectorial

La industria eléctrica en el SEN de Chile se encuentra segmentada en los sectores de generación, transmisión y distribución. Al respecto, la Ley reconoce como actores del mercado eléctrico a generadores, transmisores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores.

La estructura descrita representa un sistema abierto a la iniciativa privada y garante de la competitividad entre los actores privados en el sector de la generación. En este sentido, Chile se encuentra posicionada de manera favorable a la inserción de tecnologías de transición energética.

Cabe aclarar que existen en Chile sistemas medianos, aislados del SEN y con capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW, que poseen una estructura integrada verticalmente. En cada uno hay una empresa concesionaria dueña de los activos de generación, transmisión y distribución, con señales tarifarias, que recibe una renta por sus costos de operación e inversión.

► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982 como la Resolución exenta N.º 154/2017 de la Comisión Nacional de Energía establecen el acceso abierto al sistema de transmisión. Este puede ser utilizado por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración que corresponda.

El acceso al mercado mayorista es también abierto, de manera que se propicia la competencia entre empresas generadoras para satisfacer la demanda.

► Competencia en el mercado mayorista

En Chile, el mercado mayorista está basado en una estructura tipo *pool*, con participación obligatoria y exclusiva de los generadores, y la existencia de contratos bilaterales de tipo financiero entre generadores y grandes clientes o distribuidoras.

El *pool* establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad, que es el precio *spot*. Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado y puede ser distinto en cada zona del sistema. El despacho centralizado está a cargo del Coordinador y se basa en los costos de operación declarados por las empresas generadoras³ (costos susceptibles de ser auditados). Las transacciones entre generadores dependen de los contratos de suministro que hayan suscrito con sus clientes, lo que hace que existan generadores con excedentes, que venden energía y potencia en el mercado *spot*, y generadores con déficit, que compran.

Los contratos bilaterales, por otro lado, son del tipo libre si se realiza entre un generador y un gran consumidor y regulados si se realiza entre un generador y una distribuidora⁴.

Cabe aclarar que se está realizando una asesoría para un nuevo modelo de mercado mayorista basado en ofertas de energía, potencia y servicios complementarios de carácter vinculante. El estudio, cuyo documento final estaba previsto en el primer semestre de 2024, corresponde a un primer insumo del que dispondrán el Coordinador, la CNE y el Ministerio de Energía para migrar del mercado actual, basado en costos declarados, a uno de ofertas.

Finalmente, no existe en Chile un mercado de servicios auxiliares de red para los generadores que participan en el mercado mayorista. Solo se han encontrado

³ Las unidades de menor costo se despachan primero, siguiendo un orden de menor a mayor costo de operación.

⁴ La ley indica que los clientes libres son aquellos con capacidad instalada mayor que 5 MW. No obstante, en Chile se permite a usuarios con capacidad superior a 500 kW elegir el régimen al cual adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

ciertas obligaciones para los generadores, mencionadas en el código de red (por ejemplo, sobre control de frecuencia o reserva rodante), que son administradas por el operador del sistema.

▶ Mercados locales de energía

No se ha encontrado en Chile mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

▶ Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado en Chile corresponde a la empresa Enel, con área de concesión en la capital del país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo, uno por consumo y además cargos por:
 - servicio público;
 - transporte de electricidad;
 - compras de potencia;
 - potencia base en su componente de distribución.

Adicionalmente, de acuerdo con las opciones disponibles, los cargos por compras de potencia y por potencia base en su componente de distribución pueden ser por capacidad y no por energía.

- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo, un cargo por consumo, otro por demanda, y cargos por capacidad (por servicio público y transporte de electricidad).

No se identificaron brechas estructurales desde el punto de vista de la reflectividad de los costos en la estructura tarifaria.



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

En la actualidad, las energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico chileno alcanzan una participación superior al 25 % de la energía generada en el SEN, con una potencia instalada de unos 12 GW al finalizar 2022. De acuerdo con la Ley 20698, del año 2013, la energía generada por estas tecnologías debía representar al menos el 20 % en 2025. La meta, como se observa, fue superada.

En paralelo, documentos publicados por el Ministerio de Energía, como la Política Energética Nacional al 2050, prevén que la totalidad de la electricidad generada provenga de energías con cero emisiones en ese horizonte temporal y que en 2030 la participación de las energías renovables alcance el 80 %. La Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, que ofrece la visión del Coordinador, procura definir las decisiones estratégicas claves requeridas en el corto y mediano plazo para viabilizar un sistema seguro y confiable, con participación 100 % renovable, para 2030. Un tercer documento es el Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030, que se desarrolla en el subapartado “Hidrógeno verde”.

Chile ha adoptado un mecanismo coordinado y centralizado de subastas anuales, en las que se licitan distintas cantidades de energía para cada punto de suministro y bloques horarios. El mecanismo ha sido exitoso, y se prevé la incorporación de mayor cantidad de centrales renovables no convencionales en los próximos años (CEN, 2022). De hecho, el 15 de noviembre de 2023, se registró un récord de penetración de las energías renovables, cuando alcanzó en un momento del día una participación del 93,5 % en la generación total, con un porcentaje importante de producción solar proveniente del norte chileno. El

desafío, en este punto, es evitar posibles vertimientos (recortes) de esta energía económica, llevando a cabo los refuerzos necesarios en la red, con la posible instalación de sistemas de almacenamiento.

Otro punto para destacar es el relacionado con los sistemas medianos. En Chile existen nueve sistemas de este tipo divididos en tres zonas (OHMIO Energía, 2022):

- ▶ Los Lagos, que suman una capacidad instalada bruta de unos 10 MW, principalmente en motores diésel.
- ▶ Aysén, sistema que tiene una capacidad instalada total de unos 70 MW, distribuida en unidades diésel (53 % de la capacidad), unidades hidráulicas de pasada (36 % de la capacidad) y una planta eólica (7 %).
- ▶ Magallanes, con una capacidad instalada de 132 MW, principalmente en unidades que operan usando gas natural.

Se observa, así, que aún queda por integrar estos sistemas medianos a lo realizado en el SEN en materia de energías renovables.

▶ Eficiencia energética

El Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020 (PAEE20) se publicó en Chile en el año 2013. Dicho plan estableció medidas dirigidas a distintos sectores, como el industrial, el de transporte y el de edificación, para alcanzar en 2020 un 12 % de reducción de la demanda energética proyectada con relación a 2010. Las metas fueron logradas gracias a la aplicación de la totalidad de las medidas previstas. Estas incluían el etiquetado de eficiencia energética, la creación de la calificación energética de las viviendas, el programa “Con Buena Energía” (Ministerio de Energía, 2021c)⁵ y la construcción de centros de acopio de leña seca para fomentar la producción y el comercio de ese recurso⁶, por solo citar algunos.

Posteriormente, Chile publicó el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026, elaborado sobre las bases dictadas por la Ley 21305 de Eficiencia Energética de 2021. La ley estableció que el Plan debía tener una meta de

⁵ El programa pretende generar el cambio cultural en términos de eficiencia energética.

⁶ De particular importancia por el porcentaje de energía abastecida con este combustible.

reducción de la intensidad energética del país en al menos el 10 % para 2030 con relación al valor registrado en 2019, pero ha superado ese objetivo, estableciendo una disminución del 13 % para ese año y del 30 % para 2050.

El Plan propone cuatro sectores clave para el desarrollo de medidas de eficiencia energética:

- ▶ Los sectores productivos, donde se prevé la implementación de sistemas de gestión de energía.
- ▶ El transporte, estableciendo estándares de eficiencia energética para vehículos y el impulso a la electromovilidad.
- ▶ La edificación, fomentando la renovación energética y el reacondicionamiento térmico, y adoptando la calificación energética de los edificios (Ministerio de Energía, 2021b).
- ▶ La residencial, refiriéndose a la concientización, actualización y ampliación del etiquetado y los estándares de electrodomésticos (Ministerio de Energía, 2022).

Finalmente, el país cuenta con un organismo dedicado y creado por la Ley 20402: la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile. Se trata de una fundación sin ánimos de lucro, cuyo objetivo esencial es el estudio, evaluación, promoción, información y desarrollo de todo tipo de iniciativas relacionadas con la diversificación, ahorro y uso eficiente de la energía, como las mencionadas en los párrafos anteriores.

En términos de efectividad de las medidas de eficiencia energética aplicadas hasta la fecha, el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026 (Ministerio de Energía, 2022) destaca que aún no se ha producido un desacople entre el crecimiento económico y el consumo energético, como ha ocurrido en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Por tanto, hay que aumentar los esfuerzos en esta dirección, lo que coloca a la Agencia de Sostenibilidad Energética en un lugar preponderante para verificar la aplicación de las medidas previstas en la regulación chilena.

▶ Electromovilidad

La Estrategia Nacional de Electromovilidad fue publicada en Chile en el año 2021 (Ministerio de Energía, 2021a). Allí, se establecen como metas que sean unidades eléctricas:

- ▶ El 100 % de las nuevas incorporaciones vehiculares en el transporte público urbano para 2035.
- ▶ El 100 % de las ventas de vehículos livianos para 2035.
- ▶ El 100 % de las ventas de buses interurbanos y vehículos de carga para 2045.

Para lograrlo, se prevé trabajar en medidas agrupadas en tres ejes:

- ▶ Economía y fomento. Chile ha aprobado la Ley 21505, que promueve el almacenamiento de energía y la electromovilidad. En la Ley, pendiente de reglamentación, se prevé, por ejemplo, que los vehículos eléctricos tengan descuentos en el pago del impuesto anual por permiso de circulación. Adicionalmente, la Ley habilita a los vehículos eléctricos a inyectar sus excedentes a la red, por lo que la Administración se encuentra trabajando en un mecanismo de facturación neta (*net billing*).

Por otro lado, existen programas dedicados específicamente a los taxis, denominado “Mi Taxi Eléctrico”, y a los autobuses de pasajeros, “Renueva Tu Colectivo”, los cuales se refieren a la aplicación de subsidios para la adquisición de unidades eléctricas.

Los ejemplos descritos son solo algunas de las medidas y programas aplicados en Chile, que también cuenta con iniciativas dirigidas a otros sectores del transporte.

- ▶ Infraestructura de carga y regulación. Está previsto que entre en vigor, en noviembre de 2024, el Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos (Gobierno de Chile, 2023a), basado en el Pliego Técnico N.º 15 de la SEC, que, a su vez, establece los requisitos de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la recarga de vehículos eléctricos.

- ▶ Investigación y difusión. Está prevista la creación de un repositorio nacional de información de vehículos eléctricos e infraestructura de carga presente en el país. Además, se implementarán distintas campañas y programas de formación ciudadana.

Se observa, así, la aplicación de programas y la elaboración de leyes, cuyo conjunto está plasmado en una hoja de ruta nacional y abarca las diferentes áreas de la electromovilidad, desde los sectores de transporte (liviano, mediano y pesado) y las estaciones de recarga hasta la investigación y difusión. Dada la penetración aún incipiente de los vehículos eléctricos, queda pendiente de ver la efectividad de las medidas.

▶ Hidrógeno verde

Chile ha publicado su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (Ministerio de Energía, 2020b) y el Plan de Acción Hidrógeno Verde (Gobierno de Chile, 2023c). En términos regulatorios y normativos, la Estrategia prevé:

- ▶ La ejecución de un plan de desarrollo normativo por todos los servicios públicos con competencia regulatoria sobre la cadena de valor del hidrógeno.
- ▶ La coordinación de los servicios públicos para acompañar a los nuevos desarrollos de hidrógeno.
- ▶ La realización de estudios de capacidad de la infraestructura existente de gas natural a fin de discutir la implementación segura de un mecanismo gradual de cuotas de hidrógeno verde en las redes de gas.

En esta línea, el documento Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile, publicado en mayo de 2020 (Centro de Energía UC, 2020), propone el plan regulatorio sintetizado en el cuadro 3.2.

CUADRO 3.2

Plan regulatorio del hidrógeno en Chile

N.º	Nombre	Horizonte de tiempo	Órgano competente
1	Reglamento general de instalaciones de hidrógeno combustible	Corto plazo, 2020 a 2024	MEN
2	Reglamento de transporte de hidrógeno combustible por vía pública		MEN
3	Reglamento de sistema de hidrógeno combustible en maquinaria y vehículos industriales		MEN
4	Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas (DTO 43, actualización)	Mediano plazo, 2025 a 2028	MINSAL
5	Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales en los lugares de trabajo (DTO 594, actualización)		MINSAL
6	Reglamento de transporte de cargas peligrosas por calles y caminos (DTO 298, actualización)		MTT
7	Reglamento de transporte y distribución de hidrógeno por cañerías		MEN
8	Reglamento de artefactos domésticos a combustión de hidrógeno		MEN
9	Reglamento de generadores eléctricos a hidrógeno y duales		MEN
10	Reglamento para las estaciones de dispensado público de hidrógeno		MEN
11	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
12	Manual de revisión técnica de vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
13	Reglamento de sistemas de hidrógeno para minería subterránea		MEN
14	Reglamento de seguridad para tanques y contenedores para hidrógeno combustible	Largo plazo, 2029 y siguientes	MEN
15	Recomendaciones de seguridad para las emergencias de vehículos a hidrógeno		MIN
16	Reglamento de seguridad para talleres de reparación y mantención de vehículos a hidrógeno		MTT
17	Recomendaciones de seguridad para garajes de estacionamiento de vehículos a hidrógeno		Municipios
18	Reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios (Res. 96, 1997, actualización)		MTT
19	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos de hidrógeno líquido		MTT
20	Manual de revisión técnica de vehículos de hidrógeno líquido		MTT

Fuente: Centro de Energía UC (2020).

Un relevamiento realizado para este reporte⁷ permitió comprobar que, a octubre de 2023, la Ley 21505, promulgada en noviembre del año anterior, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. La Ley 21505 habilita la utilización del hidrógeno en la generación y el consumo de energía eléctrica, dando paso así a su ingreso como combustible de transición.

No obstante, falta aún la redacción tanto de un reglamento general como de reglamentación particular para distintas áreas, tales como la seguridad, el transporte del hidrógeno y su almacenamiento, por citar algunos ejemplos. El ordenamiento de las tareas necesarias para el despliegue de la industria se da en el marco del Plan de Acción 2023-2030, diseñado como una hoja de ruta que define acciones coordinadas entre carteras de gobierno y organismos relacionados.

► Redes y medición inteligentes

Si bien las características mínimas de la medición inteligente fueron definidas mediante Normas Técnicas en 2017 (BID, 2023), el Ministerio de Energía ya había publicado en 2013 el documento *Redes inteligentes: Oportunidades de desarrollo y estrategia de implementación en Chile*. Allí, se especificaba una hoja de ruta para la penetración de la medición inteligente en el país, acompañada de un análisis de costo-beneficio del despliegue de esta tecnología.

Pese a esos avances, la inserción de la medición inteligente es aún incipiente en Chile, donde la propiedad y el recambio de medidores está a cargo de la distribuidora⁸. El informe *Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la digitalización del sector energía*, publicado en el sitio web del Ministerio de Energía en enero de 2023, lista como posibles causas, además del inconveniente generado en 2019 por el pago del medidor⁹, la falta de confianza del usuario en la distribuidora o cooperativa, en términos de manejo de datos que pudieran ser sensibles, y la falta de conocimientos mínimos del mercado eléctrico que poseen los usuarios. Por este motivo, el refuerzo de campañas publicitarias acordadas podría ser una alternativa para motivar el recambio.

⁷ Una fuente de información importante para este relevamiento fue Eterovic Martí (2023).

⁸ Por definiciones de la Ley 21076.

⁹ El inconveniente mencionado es el proceso judicial abierto sobre el artículo 139 bis de la Ley N.º 21076 de 2019, que dispone que el medidor es propiedad de la distribuidora, pero el usuario debe abonar por vía tarifaria la totalidad del coste para su instalación.

En línea con lo anteriormente mencionado, Chile ha introducido funcionalidades de redes inteligentes en su marco regulatorio, aunque la inserción de medidores inteligentes ha sufrido retrasos. Estos, a su vez, demoran la incorporación de otras medidas, como los mecanismos de gestión de la demanda o de agregación de la demanda, por ejemplo. Al respecto, la Ley 20571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales, y sus modificaciones han habilitado la agrupación de puntos de conexión para el descuento de excedentes de energía producida por los clientes y no consumida por estos (Ministerio de Energía, 2018).

Adicionalmente, la Ley 21505, que promueve el almacenamiento de energía y la electromovilidad, habilita (en principio y hasta que se reglamente) a los vehículos eléctricos e híbridos a inyectar energía a la red. Esta posibilidad constituye un gran avance y requiere de modificaciones en términos de infraestructura de carga y de comunicaciones, agregando funcionalidades inteligentes a la red eléctrica.

► Gas natural como vector de transición

Chile es un país importador de gas. La producción nacional de gas natural representa aproximadamente el 5 % del consumo total, distribuido principalmente entre los sectores industrial y residencial. La mayor parte del suministro de gas natural proviene de las importaciones, tanto por gasoducto como en forma de gas natural licuado (GNL).

Esta situación ha sido la causante de que Chile dependiera del precio internacional del gas y de los vaivenes económicos de los países exportadores. Un ejemplo fue la sustitución de gas natural importado desde Argentina por petróleo diésel desde el año 2004, como se menciona en la Política Energética 2050 (Ministerio de Energía, 2015). En el mismo documento, se indica que el Estado podría realizar, directamente o a través de empresas estatales, estudios de preinversión para el desarrollo de recursos energéticos cuyas perspectivas lo justifiquen, como la evaluación del potencial de gas natural y petrolero en Magallanes, y la licitación para dicho desarrollo.

Adicionalmente, el informe de Transición Energética Acelerada, preparado por el CEN, menciona que el rol preciso del gas natural en la matriz de generación estará definido por el ritmo de incorporación de las nuevas tecnologías de descarbonización en términos de seguridad del abastecimiento.

Los anteriores párrafos plantean que, si bien el gas natural está considerado como un recurso complementario de las energías renovables y sustitutivo de los combustibles contaminantes, su incorporación a la matriz de generación de energía eléctrica está sujeta a posibles exploraciones en el territorio nacional, a la observación del mercado internacional¹⁰ y a los requerimientos de seguridad en el abastecimiento eléctrico.

En consecuencia, las intenciones sobre la utilización de este combustible estarán plasmadas en los procesos de planificación indicativa del Estado chileno, según la evolución de las variables descritas.



Planeamiento y regulación sectorial

► Planificación energética y eléctrica

En la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) se establece que, cada cinco años, el Ministerio de Energía debe desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo del tipo indicativo para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años. Adicionalmente, el Ministerio puede actualizar anualmente la planificación con cambios en la proyección de la demanda y escenarios macroeconómicos.

La planificación de la transmisión, por su lado, es realizada por la CNE y contiene el plan de generación, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 87 del Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N.º 4 de 2006.

¹⁰ El informe *El rol del gas natural en la transición energética: Chile, 2020-2050*, de Schmidt-Hebbel et al. (2020), indica que el aumento de participación del gas natural en el SEN no tiene costo fiscal y no requiere un instrumento de política pública, ya que las condiciones de mercado esperadas serían suficientes para lograr la sustitución del carbón por GN.

La CNE debe llevar a cabo un proceso anual de planificación de la transmisión, considerando un horizonte de veinte años. Dicha planificación debe abarcar las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de los sistemas de transmisión zonal y de los sistemas de transmisión dedicados, utilizados por concesionarias del servicio público de distribución para el suministro a usuarios sometidos a la regulación de precios.

Finalmente, la expansión en las áreas de concesión de las distribuidoras es responsabilidad de cada una de ellas.

En términos energéticos, se observa que los documentos de planificación tienen incluidos en sus considerandos el impacto del hidrógeno verde, la generación distribuida y el almacenamiento.

► Generación distribuida

La GD para autoconsumo se rige en Chile por la Ley 20571, su Decreto Reglamentario 71 y las modificaciones plasmadas en el Decreto Supremo 103. En estos documentos, se especifica que el esquema de facturación previsto es el de *net billing*, dando derecho a los usuarios con capacidad instalada de hasta 300 kW a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado¹¹, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

La GD para comercialización, por otro lado, es denominada en Chile como Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). Un PMGD corresponde a una generadora cuyos excedentes de potencia son inferiores o iguales a 9 MW y que se encuentra conectado a una red de media tensión. El marco regulatorio para este tipo de GD está dado por el Decreto 88/2020, el cual establece que los propietarios tienen derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo y a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo.

La regulación adoptada ha mostrado ser relativamente eficiente en la creación de incentivos para el crecimiento de la GD en el país. Al respecto, un documento resalta los logros recientes (BID, 2022), hecho por el cual se espera que su desarrollo se mantenga en los próximos años, complementado con planes

¹¹ Es el precio de nudo que las empresas distribuidoras deben traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía.

como el denominado “Casa Solar”¹², promovido por el Ministerio de Energía. Sin embargo, el informe *Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la digitalización del sector energía*, publicado en el sitio web del Ministerio de Energía en enero del 2023, remarca un descontento de los usuarios por la tarifa percibida por la energía inyectada al sistema bajo el esquema de *net billing*, hecho que constituye una barrera para el ingreso de esta tecnología.

► Almacenamiento con baterías

Actualmente, se encuentra en proceso de reglamentación la Ley 21505, promulgada en noviembre de 2022 para promover el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. El almacenamiento pasa, así, a ser un elemento coordinado, participante activo de la operación del sistema eléctrico.

En tal sentido, en el actual plan de expansión de la generación se han incluido sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS, por sus siglas en inglés) para el control del flujo. El plan indica, además, la necesidad de mejorar el modelado de estos sistemas, lo que permitirá considerar de forma más adecuada el aporte de estos recursos a la flexibilidad y seguridad del sistema, así como el consecuente impacto en la expansión del parque de generación y transmisión.

Adicionalmente, mediante la Resolución Exenta N.º 284, la CNE (2023) aprobó las bases de la “Licitación para el suministro de energía y potencia eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios”. Este proceso licitatorio contempla subastar 5.400 GWh para cubrir las necesidades de energía de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional a partir de los años 2027 y 2028.

Cabe destacar que, en el marco de la licitación, los sistemas de almacenamiento se consideran como un proyecto nuevo de generación válido como respaldo del suministro comprometido, hecho que representa un avance respecto a licitaciones anteriores. Además, se le aplica un descuento por cada GWh de energía generada por esos medios al precio nivelado de ofertas que estén respaldadas parcial o totalmente por proyectos de almacenamiento con

¹² Casa Solar es un programa del Ministerio de Energía, ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética. Su propósito es potenciar el uso de energías renovables a través de la instalación de sistemas fotovoltaicos de 1 kWp y 2 kWp conectados a la red (sin baterías). Este programa permite adquirir sistemas fotovoltaicos a menor precio y con cofinanciamiento estatal variable.

duración de descarga superior a 4 horas. Esta disposición constituye un importante instrumento para la promoción de la actividad.



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia finalizadas recientemente o en curso de realización, se destacan:

- ▶ Apoyo para una Transición Energética Justa, Limpia y Sostenible (BID, s.f.). Este proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) contribuye a implementar medidas de política que el Gobierno de Chile necesita para una transición energética justa, limpia y sostenible. Esas medidas se refieren, en particular, a la reforma regulatoria del subsector de distribución, que permitirá obtener un mercado más asequible y transparente; los avances para lograr la carbononeutralidad; las nuevas tecnologías que son críticas para el futuro del sector, y una matriz energética limpia y sostenible.
- ▶ Fondo de Hidrógeno Verde de Chile para Apoyar un Desarrollo Económico Verde, Resiliente e Inclusivo (Banco Mundial, s. f.). Este proyecto del Banco Mundial busca apoyar el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Chile y consta de dos componentes. El primero se refiere a los subpréstamos de inversión en hidrógeno verde y el mecanismo de mitigación de riesgos. El segundo está relacionado con la creación de capacidad y la gestión de proyectos, incluido el financiamiento de asistencia técnica para fortalecer el entorno propicio

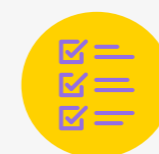
para el hidrógeno verde mediante el desarrollo de las habilidades profesionales, financieras y técnicas necesarias.

- ▶ Acuerdo de cooperación con el Coordinador Eléctrico Nacional (OLADE, s. f.). Mediante esta iniciativa de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ambas instituciones buscan determinar un marco de cooperación para el desarrollo de actividades que promuevan la asistencia técnica, el intercambio de información, la transferencia tecnológica y de buenas prácticas, y el desarrollo de la innovación y la tecnología, poniendo énfasis en el fortalecimiento de las capacidades.

Chile se ha caracterizado, de acuerdo con el análisis realizado, por ser de los países que se encuentran con mayor grado de avance en términos de transición energética. En paralelo, se observan esfuerzos orientados a la profundización de las medidas implementadas hasta el momento, entre las que se destaca en particular las relativas a la industria del hidrógeno verde. El país ha avanzado en la licitación y construcción de numerosos proyectos piloto como parte de la primera etapa de desarrollo de la industria en el corto plazo. En tal sentido, las iniciativas mencionadas se alinean con lo aquí expuesto.

4

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones



Metas de la transición

El objetivo central de este estudio es determinar cuáles serían las inversiones necesarias y los costos resultantes de ellas para que el país pueda cumplir con sus objetivos de descarbonización de largo plazo. Para lograrlo, se precisa limitar explícitamente la generación de centrales emisoras; de lo contrario, si se siguen solo criterios puramente económicos, estas centrales seguirán aportando contribuciones energéticas significativas a los sistemas hasta 2050, impidiendo alcanzar las metas de reducción de los GEI. Esta restricción no solo permitirá identificar la manera más económicamente eficiente de alcanzar los objetivos de cada país, sino también calcular el costo de una política energética que limite las emisiones en los sistemas, es decir, la llamada prima verde (*green premium*) de los planes de expansión.

El cuadro 4.1 muestra las metas de descarbonización de los países analizados en el presente estudio hasta 2030 y hasta 2050. En este se incluyen metas directamente modelables (por ejemplo, la participación mínima de tecnologías renovables en la generación) y metas no directamente modelables (por ejemplo, con relación a metas de reducción de emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos son considerados solamente en el caso de transición energética, mientras que, en el caso BAU, la participación sigue sin restricciones. Con esto, es posible determinar los impactos que tienen en los planes de expansión, las limitaciones de emisiones y los costos resultantes.

Para ello, se modelan explícitamente las emisiones de las centrales termoeléctricas de los sistemas, a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilizan. Con eso, se determina la operación de mínimo costo de los sistemas, sujetas a restricciones de emisiones (en el caso de TE), así como el costo de imponer dichas restricciones al modelo.

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	No exceder 359 MtCO ₂ e (economía general). 20 % de energía renovable al 2025.	75 % de generación limpia al año 2050.
Barbados	70 % de descarbonización del sector eléctrico.	No hay metas definidas. 95 % de descarbonización del sector eléctrico.
Chile	79 % de renovables (incluida hidráulica). 19 % de otras renovables.	75 % de generación renovable (incluida hidráulica).
Brasil	50 % de reducción de las emisiones de CO ₂ e (vs. 2005).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	Participación renovable del 80 %.	Carbononeutralidad.
Colombia	Reducción en un 51 % de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).	Carbononeutralidad.
Costa Rica	Alcanzar y mantener la generación 100 % renovable.	Carbononeutralidad. Mantener la generación 100 % renovable.
Ecuador	20,9 % de reducción de las emisiones para 2025.	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	Aumento en un 50 % de la capacidad renovable con respecto a 2019.	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	Reducción de las emisiones de entre 25,4 % y 28,5 % con respecto a 2005 (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró una meta del 75 % de generación limpia.
México	Reducción de las emisiones de GEI entre el 22 % y el 36 % (condicionada). Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51 % y un 70 % (condicionada)	50 % de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	15 % de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	Reducción de las emisiones de GEI entre el 10 % y el 20 % (economía general).	Carbononeutralidad.
Perú	No exceder 208,8 MtCO ₂ e (economía general), o 179 MtCO ₂ e (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO ₂ e.	No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO ₂ ; (ii) 62-63 % CH ₂ y (iii) 51-57 % N ₂ O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

Nota: La abreviación MtCO₂e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH₂ representa el metileno; N₂O, el óxido de nitrógeno.



Proyección de los precios de los combustibles

Los precios de los combustibles en muchas regiones son sensibles y están correlacionados con los precios internacionales; por lo tanto, un análisis de esas tendencias de precios es fundamental para este pronóstico. Para preparar los escenarios de este estudio, se han analizado cuatro pronósticos de precios de los combustibles disponibles públicamente, realizados por instituciones acreditadas, a fin de construir un punto de referencia internacional de dichos precios. Los trabajos consultados son los siguientes:

- ▶ *Commodity markets outlook*, publicado en abril de 2023 por el Banco Mundial.
- ▶ *Annual Energy Outlook (AEO)*, publicado en enero de 2023 por la agencia responsable de la energía en Estados Unidos, Energy Information Administration (EIA).
- ▶ *World Economic Outlook (WEO)*, publicado en abril de 2023 por el Fondo Monetario Internacional (FMI).

▶ *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, de CME Group, publicado en mayo de 2023.

Finalmente, se optó por las proyecciones del Banco Mundial (2023). Todas las proyecciones se transformaron a dólares estadounidenses de 2023, bajo el mismo supuesto de tasa de inflación anual para las materias primas, extraída de las previsiones del Banco Mundial (el índice MUV [valor unitario de manufactura]). Lo anterior permite una comparación justa entre las distintas proyecciones y, al mismo tiempo, un análisis de las imágenes sin considerar el efecto de la inflación en las proyecciones de precios.

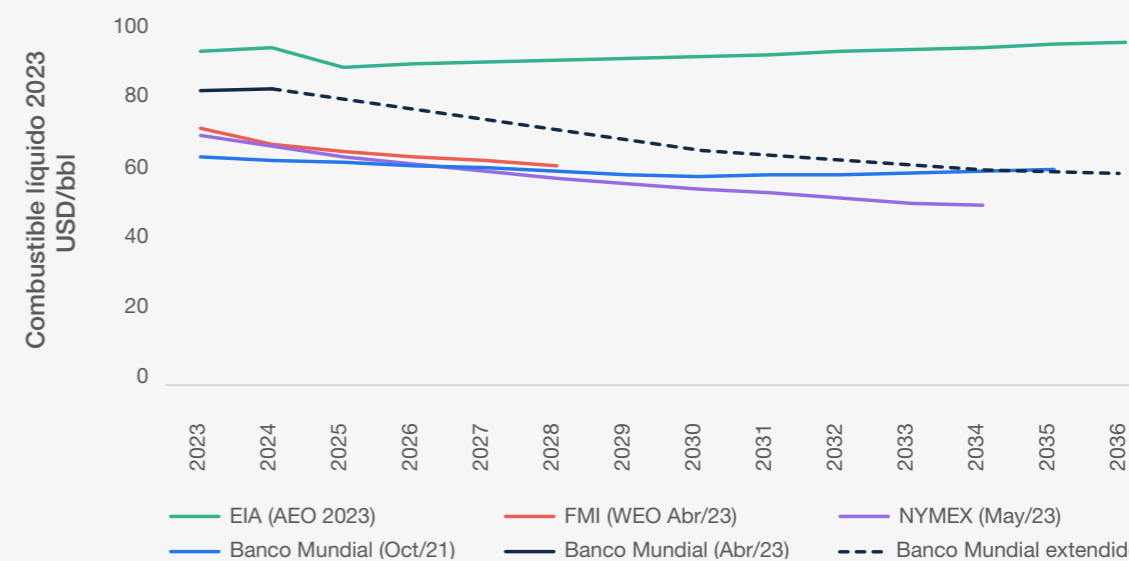
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar entre diferentes regiones y mercados. En segundo lugar, reflejan las dinámicas del mercado global y están menos influenciados por factores locales, lo que proporciona una perspectiva más amplia sobre las tendencias de los precios de la energía. Además, los índices internacionales de costos de los combustibles son reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y credibilidad en las proyecciones de precios. En general, la incorporación de índices internacionales en las perspectivas de precios puede mejorar la precisión y confiabilidad de las proyecciones al capturar tendencias y dinámicas del mercado más amplias.

▶ Proyección de los precios de combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se propone considerar las proyecciones del petróleo Brent y el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023. Como el pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, el último valor de proyección (2035) se mantiene constante en términos reales.

GRÁFICO 4.1

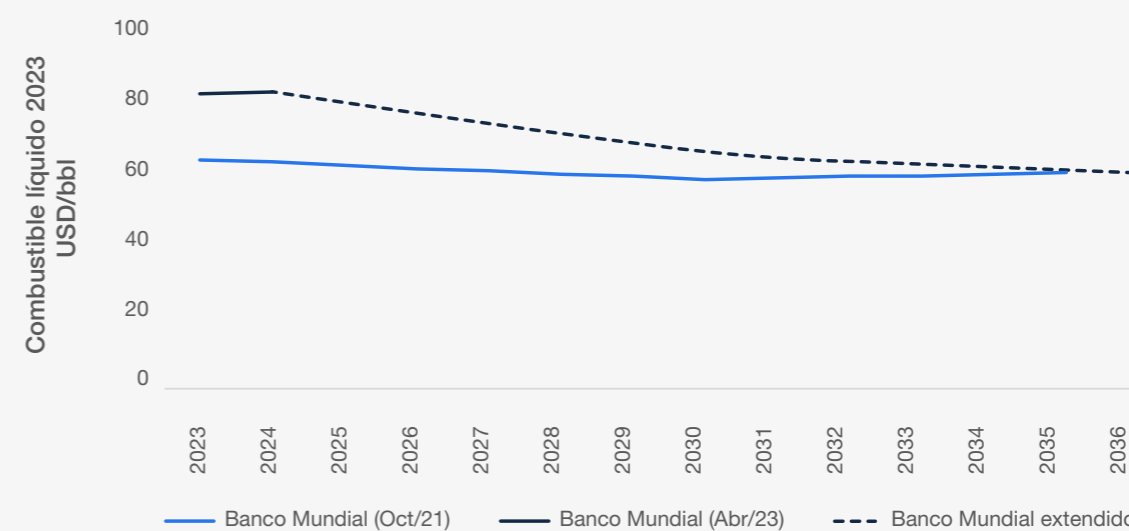
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



Fuente: Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



Fuente: Banco Mundial (2023).

Para cada planta que opera en el sistema, se utilizan sus costos variables actualizados (publicados en las bases de datos oficiales aplicadas en la planificación energética de los países o en informes de las autoridades locales), los cuales son considerados el punto de partida de su serie de costos. Luego, para indexar la variación del componente de costo de los combustibles, se utiliza la serie de precios del petróleo del Banco Mundial, ya que existe una relación directa entre el costo de este y el de sus combustibles (por ejemplo, el diésel y el búnker [fuelóleo pesado]). Además, existe una porción no indexada de su costo: el componente fijo de transporte, para el que se considera un valor constante de 6 USD/barril.

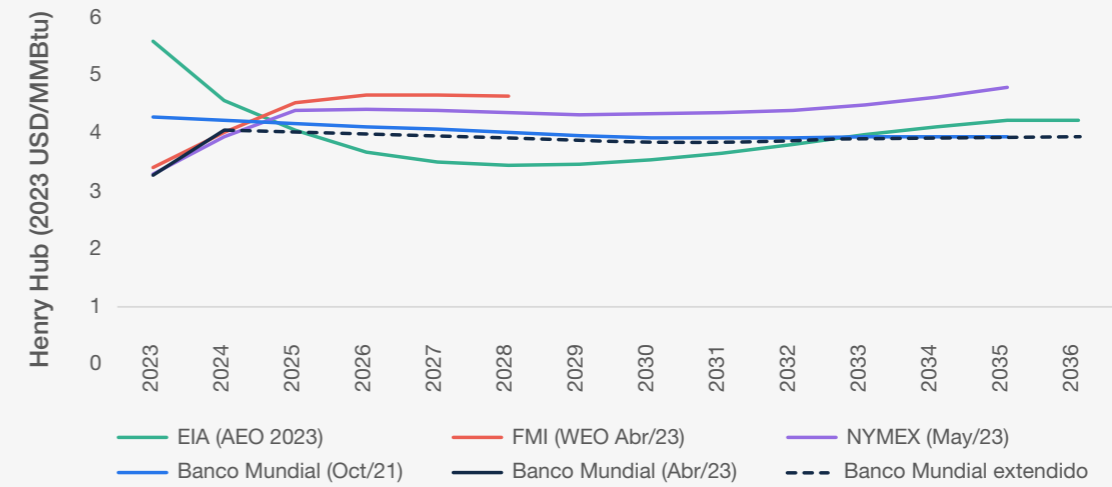
► Proyección de los precios del gas natural

Para la indexación de los precios del gas natural, se ha utilizado el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023. La curva del precio del gas se amplió según el mismo enfoque utilizado para la curva de los combustibles líquidos.

Para obtener el precio final del gas natural, se deben sumar al precio del Henry Hub (HH) algunos costes adicionales, como licuefacción, transporte y regasificación. Se sugiere considerar que estos costos adicionales representan 4,5 USD/MMBtu más el 115 % del precio del gas natural HH.

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

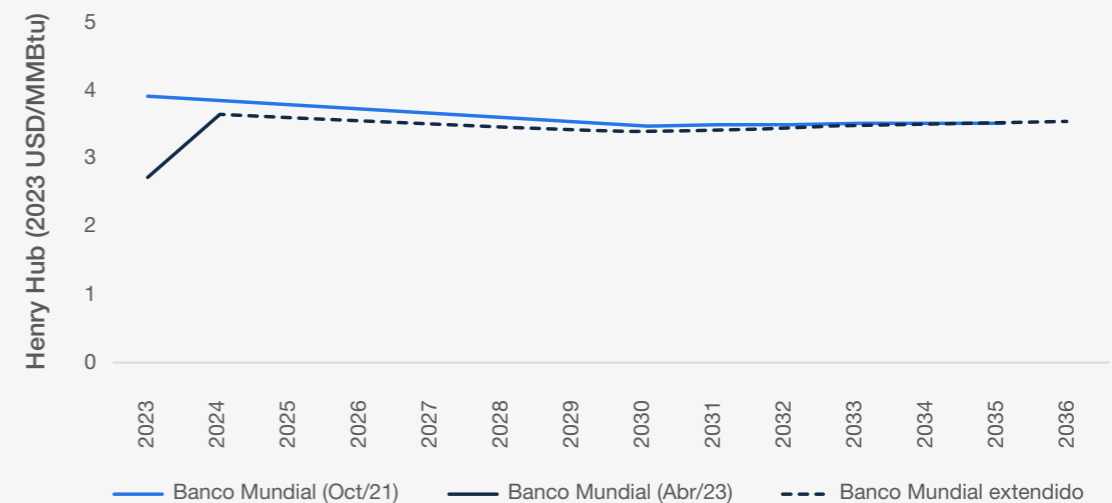


Nota: NYMEX designa al New York Mercantile Exchange.

Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.4

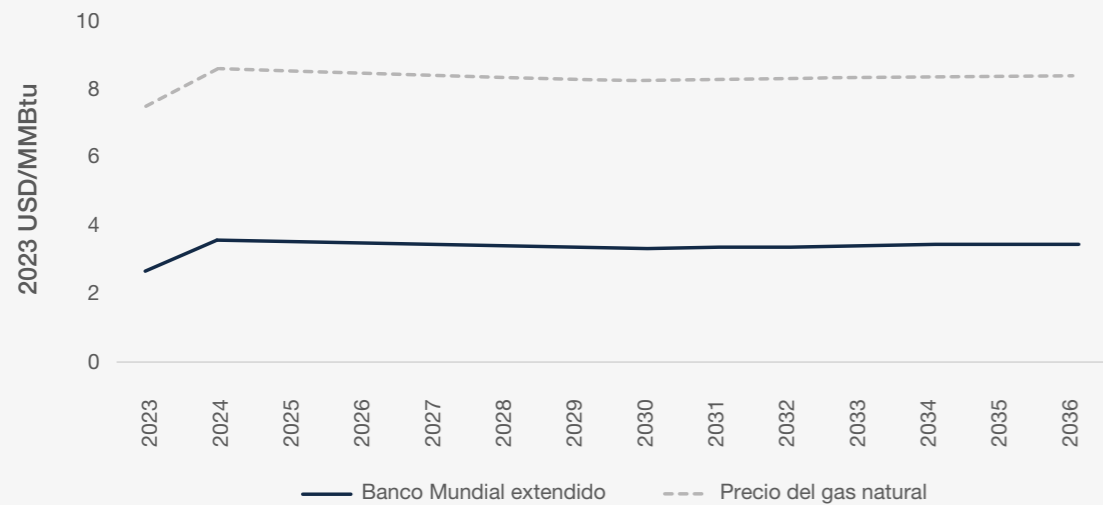
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.5

Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

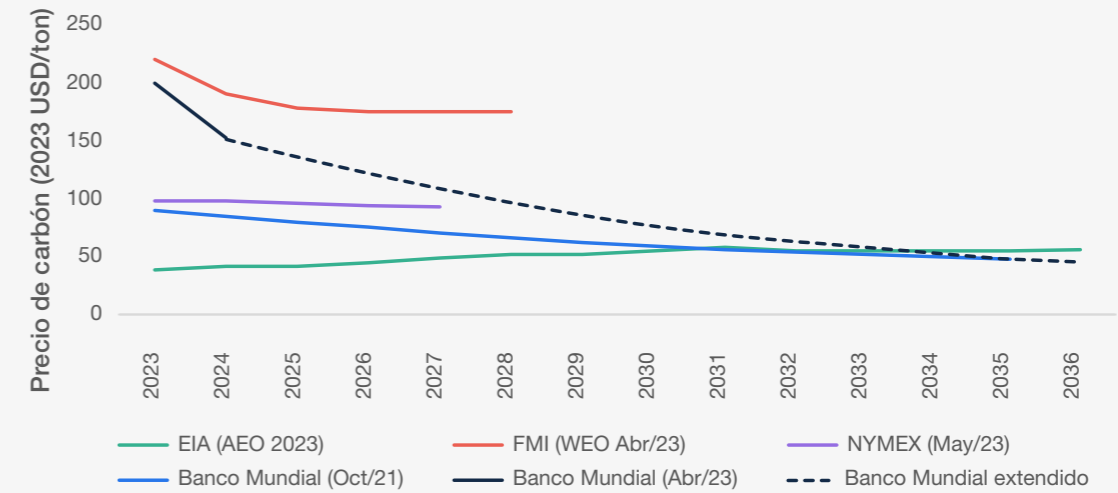
Proyección de los precios del carbón

Si bien los precios publicados por la EIA presentan un horizonte más largo (hasta 2050), están enfocados en la realidad estadounidense, mientras que los precios proyectados por el Banco Mundial tienen la ventaja de tener un enfoque internacional más amplio. Además, las proyecciones de la EIA se actualizan una vez al año, mientras que las del Banco Mundial se actualizan dos veces al año. En este reporte se ha utilizado la publicación de abril de 2023.

Teniendo en cuenta la importancia de mantener consistencia entre las diferentes proyecciones de combustibles y que el Banco Mundial presenta proyecciones para todos los combustibles de interés, en este reporte se consideran los precios del carbón proyectados por esta institución, utilizando el mismo enfoque adoptado para el petróleo y el gas natural para ampliar la curva del carbón. Así, se adoptó un costo de transporte de 30 USD/tonelada para calcular el costo variable unitario final de una central térmica y, a la inversa, la cantidad extraída del costo variable unitario existente para indexar la porción del costo del carbón.

GRÁFICO 4.6

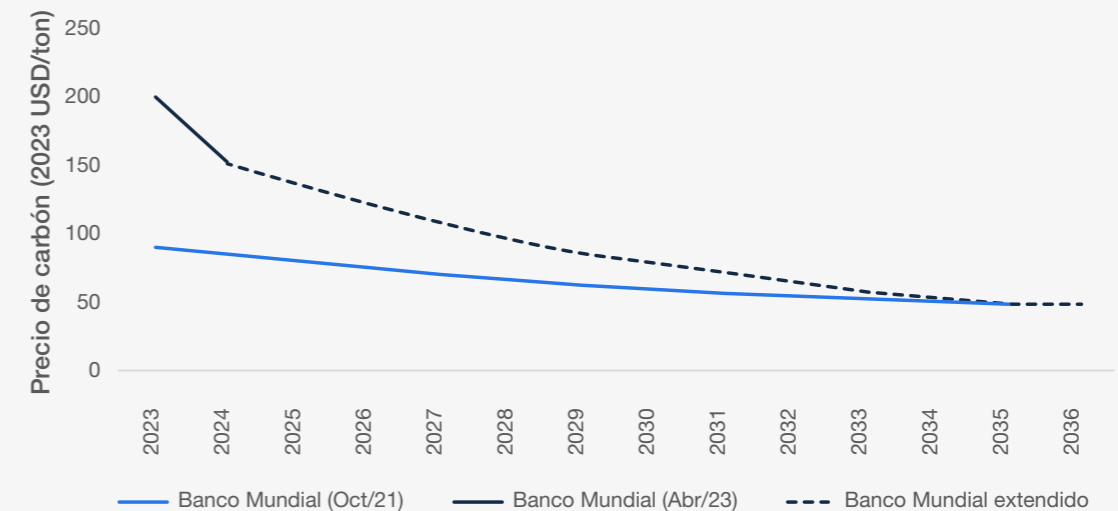
Perspectivas del precio del carbón de diferentes entidades



Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a) y FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.7

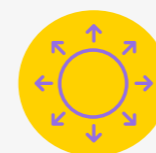
Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base



Fuente: Banco Mundial (2023).



La matriz generadora de electricidad de Chile está bastante diversificada y se caracteriza por la participación significativa de las energías renovables, entre ellas la solar y eólica, que representan ya el 40% de la capacidad instalada.



Tecnologías candidatas para la expansión

Un supuesto clave para optimizar la expansión del sistema a largo plazo son los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas a esa ampliación, las cuales pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y estructura de costos de las candidatas (por ejemplo, los gastos de capital [CAPEX] y los costos fijos), así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos formulados para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3. El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo del primer candidato a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidroáulica (PHC)	Gas ciclo combinado	Gas ciclo abierto	Combustibles líquidos	Carbón	Nuclear
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1200	850	800	1.800	5.000
Tiempo de construcción (años)	3	3	2	1	4	5
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	30-40-30	50-50	100	20-30-30-20	20-20-20-20-20
Vida útil (años)	30	25	25	20	30	30
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	40	30	30	25	35	100
Consumo específico (MMBtu/MWh)	-	6,5	8,5	8	10	10
Costo O&M variable (USD/MWh)	-	3	4,5	5	7	9
Tasa de descuento	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

Nota: O&M designa operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

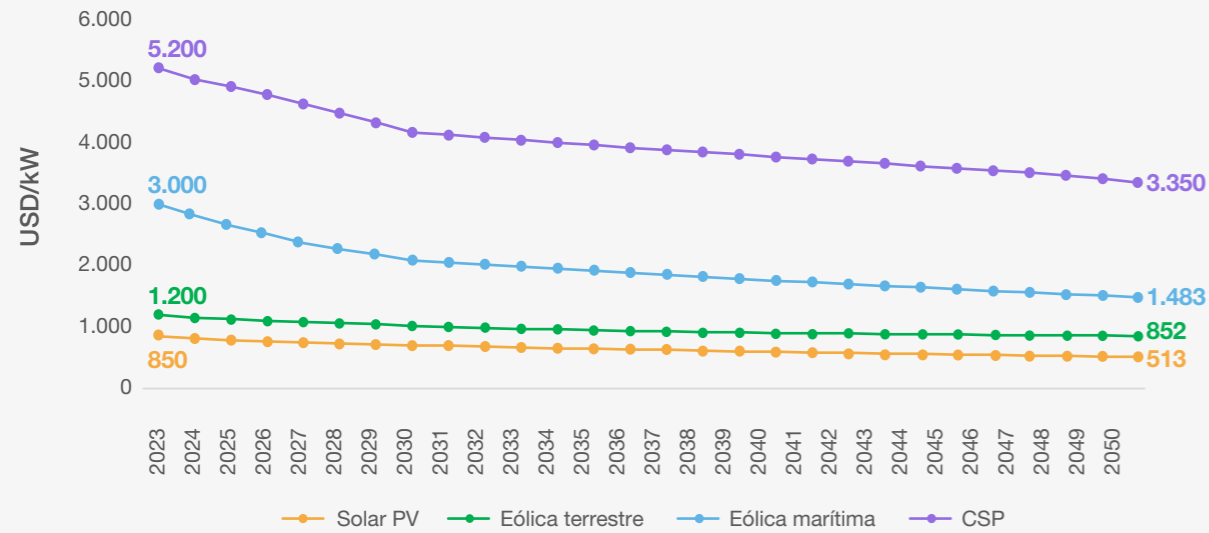
PARÁMETROS TÉCNICOS	Biomasa/biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	50-50	20-20-20-20-20	50-50	20-20-20-20-20	100	30-40-30	100	100	100
Vida útil (años)	25	30	25	25	30	30	15	15	15
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	25	115	25	65	15	70	30	30	30
Tasa de descuento	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

Además, en el estudio se ha adoptado una tendencia a la baja en los costes de inversión de soluciones solares, eólicas y de almacenamiento en baterías debido a los avances tecnológicos y al desarrollo de estas industrias. Las curvas de evolución de los costos de estas fuentes fueron elaboradas con base en informes de reconocidas instituciones, como el de la Comisión Nacional de la Energía de Chile (Ministerio de Energía, s. f.) y el Annual Technology Baseline del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2023).

GRÁFICO 4.8

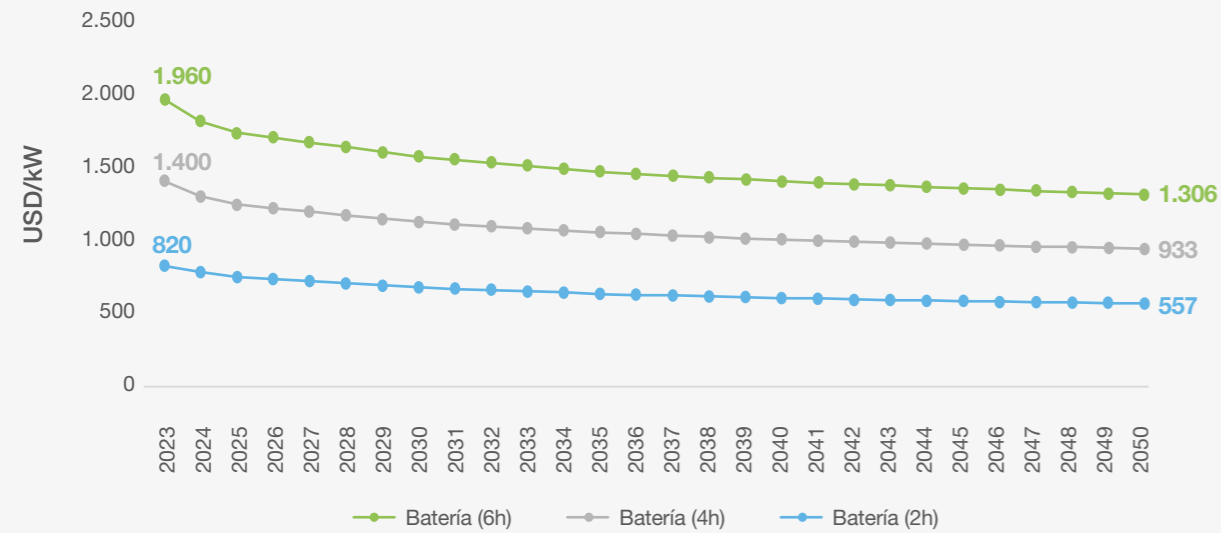
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



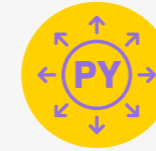
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.9

Curva de costos para baterías



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).



Supuestos adoptados en la expansión del sistema

En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico chileno tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

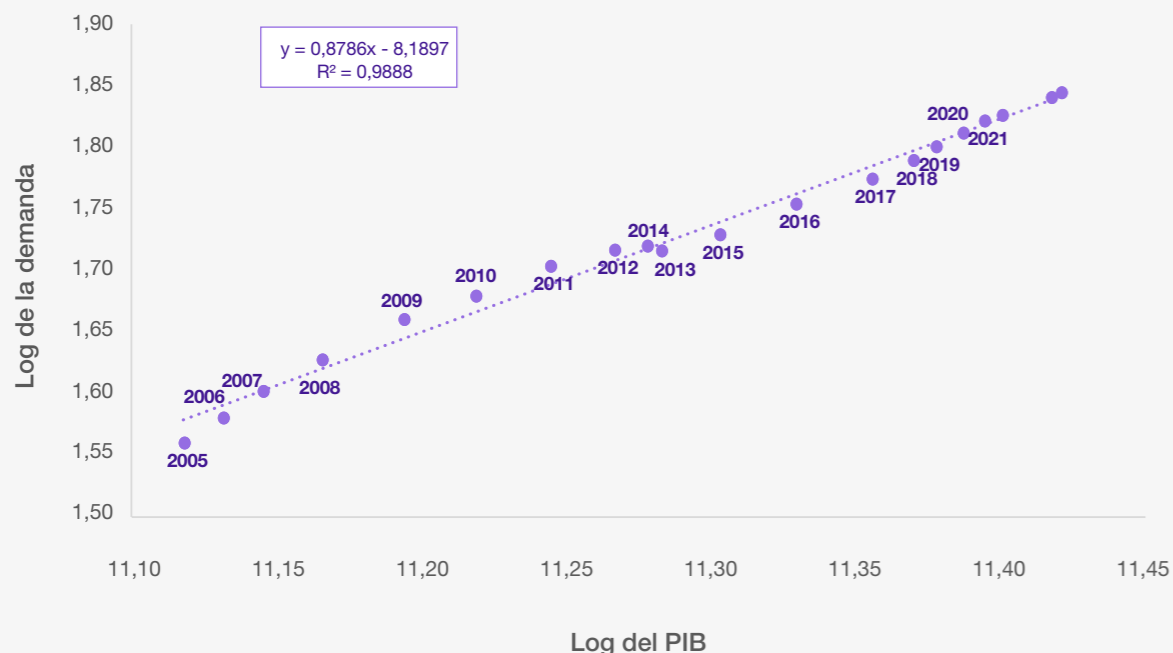


► Demanda potencial

Como se expone en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. En el caso de Chile, la elasticidad estimada fue de 0,8786, como se muestra en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico



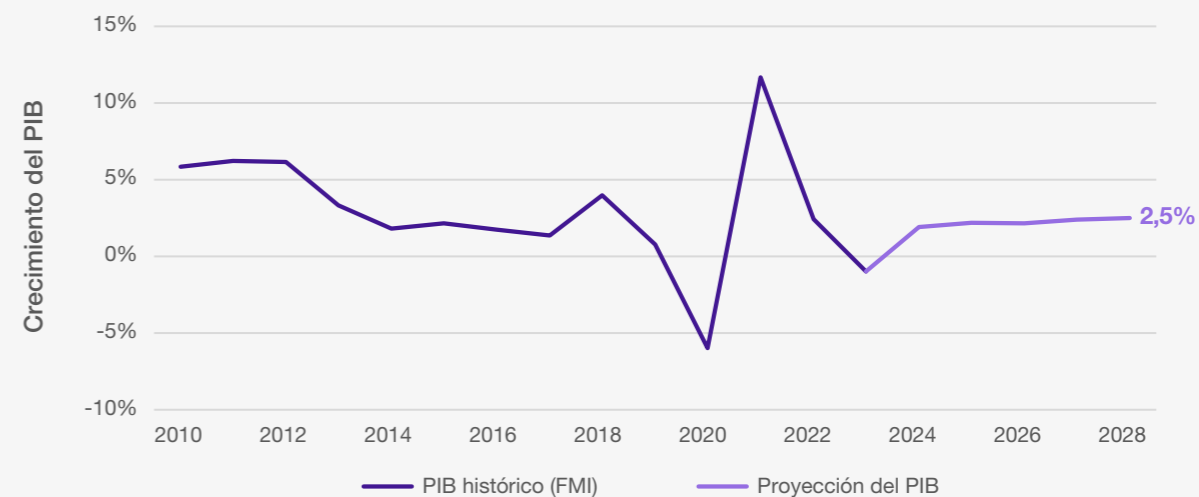
Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023), según la cual el PIB de Chile disminuye aproximadamente el 1 % en 2023, después vuelve a crecer

y, a partir de 2028, aumenta un valor promedio del 2,5 %, como se observa en el gráfico 4.11. El pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, de manera que, para los años siguientes, se adopta el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 2,5 %.

GRÁFICO 4.11

Crecimiento y proyección del PIB

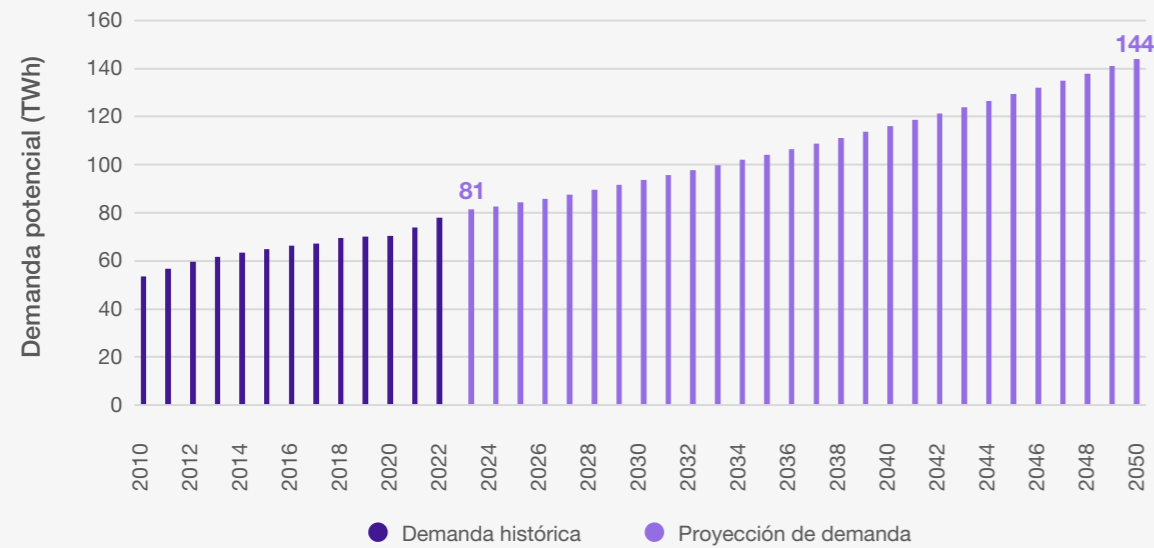


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estimó la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte fue de aproximadamente el 2,2 % y, dado que la elasticidad estimada es de aproximadamente 0,88, se comprobó que la demanda crece a una tasa un poco más baja que el PIB en el periodo bajo estudio. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 77 % entre 2023 y 2050. El gráfico 4.12 muestra la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.12

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



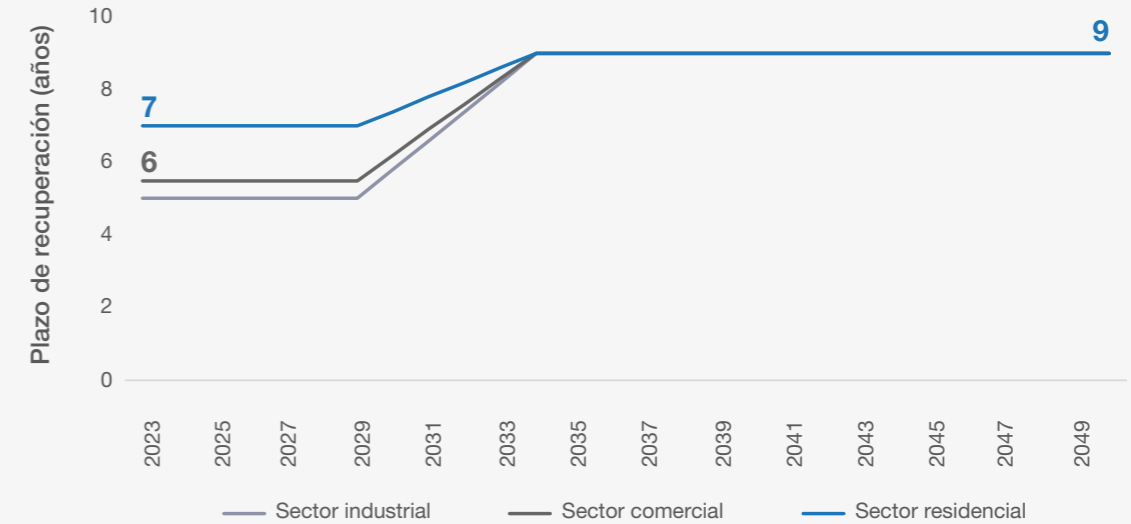
Un punto que se debe destacar es que, a diferencia de los demás países de la región, la demanda en Chile no disminuyó con la pandemia de COVID-19 entre 2019 y 2021, siendo 2023 el único año en todo el horizonte de estudio en el que registró un descenso.

► Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de supuestos”, en el apéndice 8, la proyección de la generación distribuida (GD) se estimó con base en el modelo de difusión de Bass (1969). Uno de los supuestos más relevantes para esta estimación es el plazo de recuperación (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos del plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022). El gráfico 4.13 presenta la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía chilena.

GRÁFICO 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

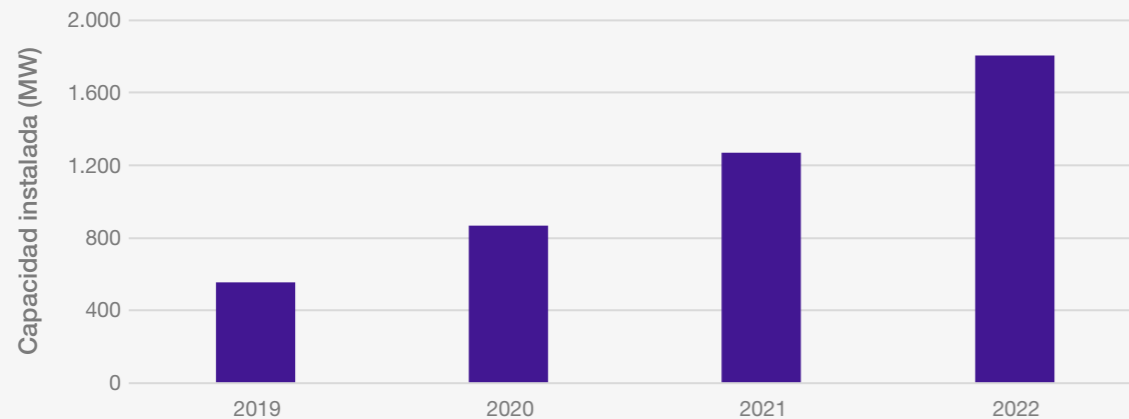


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

A partir de 2019, empezaron las inversiones y el incentivo para la adopción de la GD en el país, que tenía aproximadamente 1.800 MW instalados a finales de 2022, como se puede ver en el gráfico 4.14. En Chile, se adopta la convergencia de 9 años de plazo de retorno después de 2029, cuando la GD alcanza una participación del 5 % de la demanda total, haciendo menos atractiva la opción de adoptar un sistema con esta tecnología (con mayor plazo).

GRÁFICO 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en Chile



Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Con base en la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y la evolución de los plazos de retorno para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de la GD en Chile. El gráfico 4.15 muestra esta evolución, así como la participación de esa tecnología respecto a la demanda potencial.

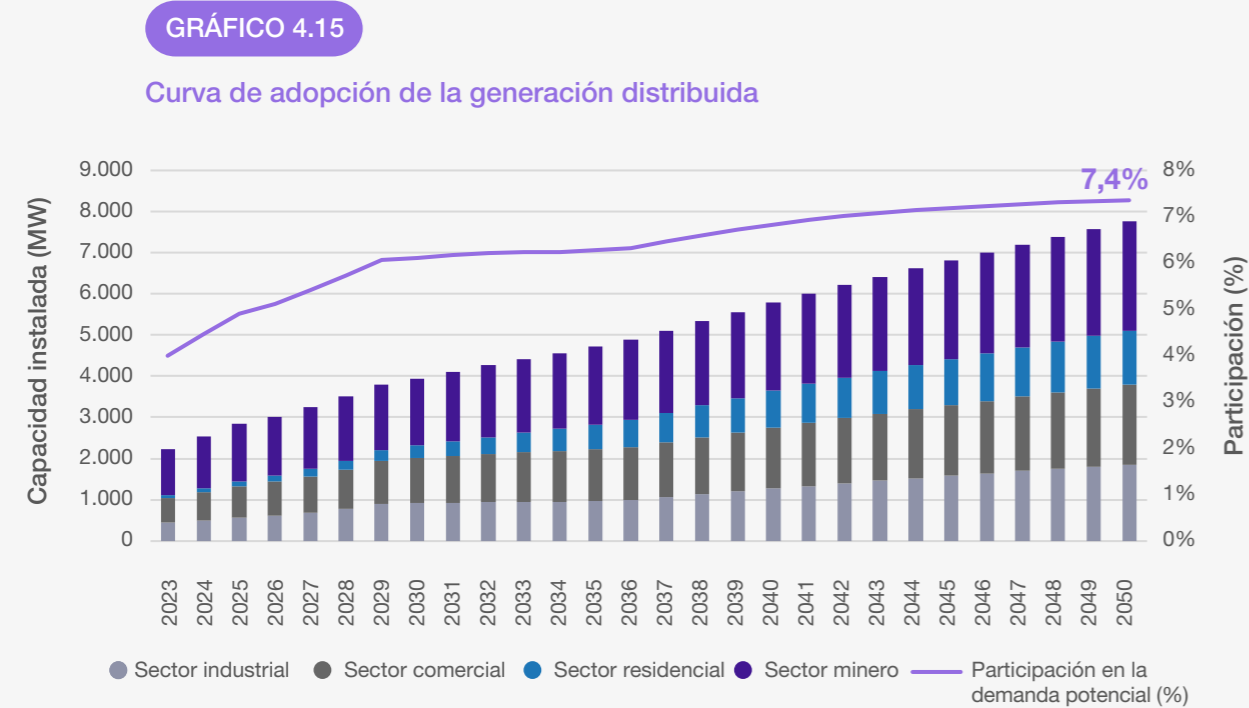
En Chile hay algunas peculiaridades en relación con la generación distribuida. Se distinguen dos tipos de GD: la generación con facturación neta, conocida también por el término inglés *net billing*, y el pequeño medio de generación distribuida, más conocido por su acrónimo PMGD. La categoría *net billing* engloba aquellos proyectos con una capacidad instalada de hasta 300 kW, mientras que el PMGD son plantas generadoras de energía con una capacidad total de entre 500 kW y 9 MW que se conectan a un sistema de distribución. Los datos de GD considerados son la combinación de los dos tipos, valores representados en el gráfico 4.15. Además, en Chile, un sector que tiene una gran representación en la generación con esta tecnología y que necesita énfasis es el minero, responsable de aproximadamente el 35 % de la capacidad instalada de GD en 2050.

Hasta 2029, la adopción de GD crece, pero con la convergencia a 9 años de plazo de recuperación, se estabiliza durante un tiempo y solamente vuelve a



Chile está en una etapa relativamente avanzada del desarrollo de nuevas tecnologías, como las de almacenamiento y generación distribuida, pero necesita medidas adicionales para impulsar la electromovilidad, el hidrógeno verde y la eficiencia energética.

aumentar en 2036, alcanzando un valor de 7.770 MW de GD instalados y una participación del 7,4 % en la demanda potencial en 2050 (gráfico 4.15).



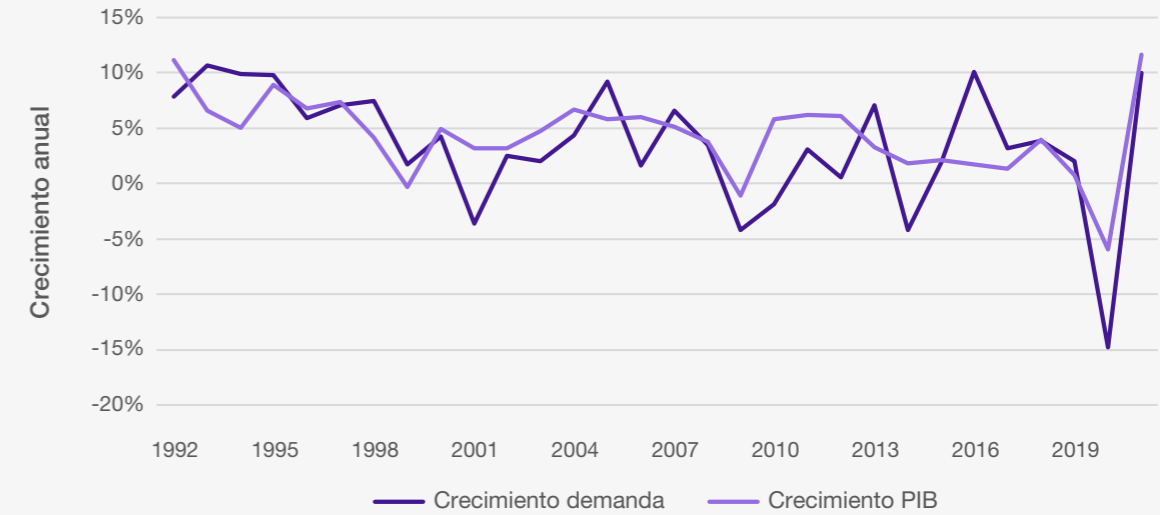
Electromovilidad

En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adoptó una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda del sector en el país y una premisa para el porcentaje de consumo de electricidad en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2023b). Se pueden obtener más detalles sobre la metodología y los supuestos en el apartado “Electromovilidad” del apéndice 8.

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre 1991 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.16. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

GRÁFICO 4.16

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

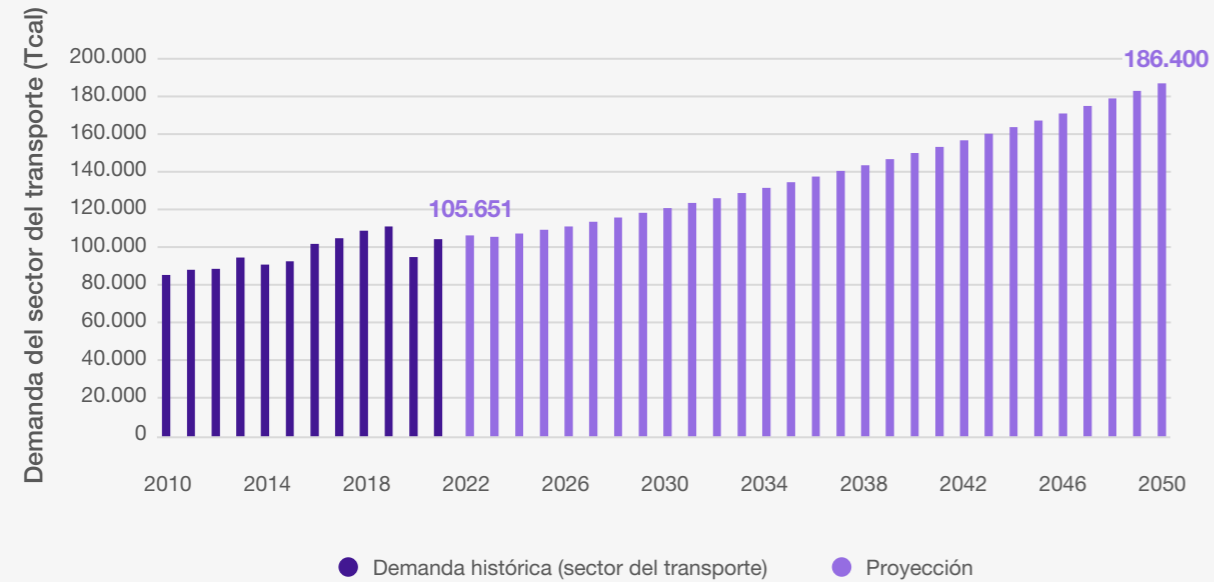


Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (2020a) y Banco Mundial (2022b).

En el gráfico 4.17 se puede observar que se estima un crecimiento promedio de la demanda del sector del transporte en Chile del 2,2 %, con un crecimiento acumulado del 76 % hasta el año 2050. Es importante resaltar que esa demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. El país tiene un porcentaje bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 1 % de su demanda total.

GRÁFICO 4.17

Proyección de la demanda en el sector del transporte

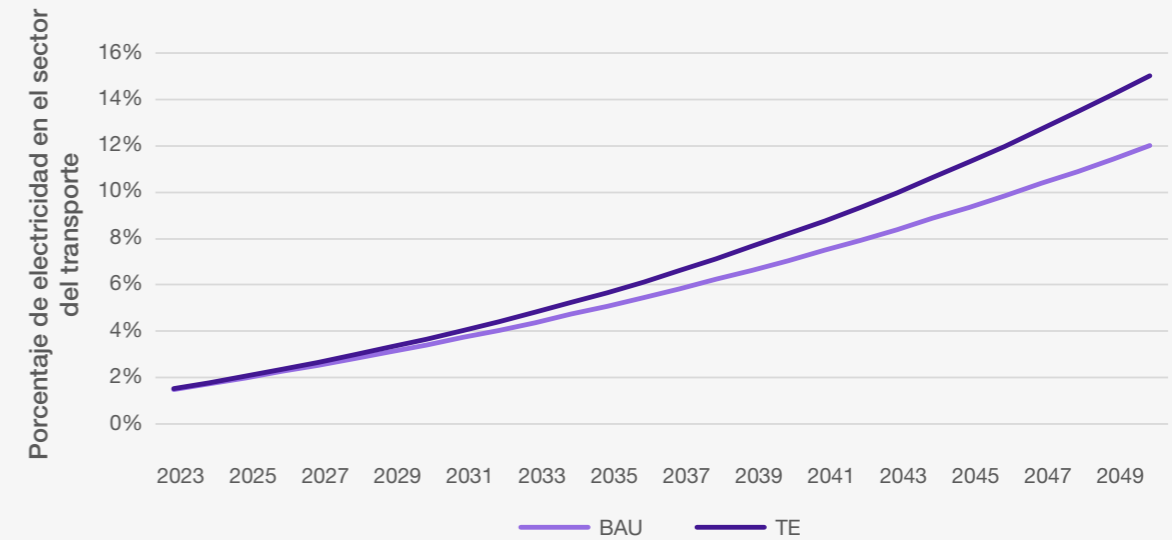


Nota: En Chile la demanda se mide en tercalorías (Tcal).
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (2020a) y Banco Mundial (2022b).

Debido a ese nivel de consumo, Chile se ubicó en el grupo que cumple las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética, mientras que en el escenario de BAU tiene un retraso de 5 años. En el gráfico 4.18 se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda del transporte que se adopta en la proyección de Chile. Así, se espera que el país alcance en 2050 un consumo de electricidad equivalente al 15 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de transición y al 12 % en el caso de BAU y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.18

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.19. La demanda del escenario de TE es aproximadamente un 25 % superior a la demanda del escenario de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores muestran, además, una participación de la demanda de electricidad respecto a la demanda potencial igual al 18,4 % en el escenario de transición y al 15,3 % en el escenario de BAU para el año 2050 (gráfico 4.20).

GRÁFICO 4.19

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

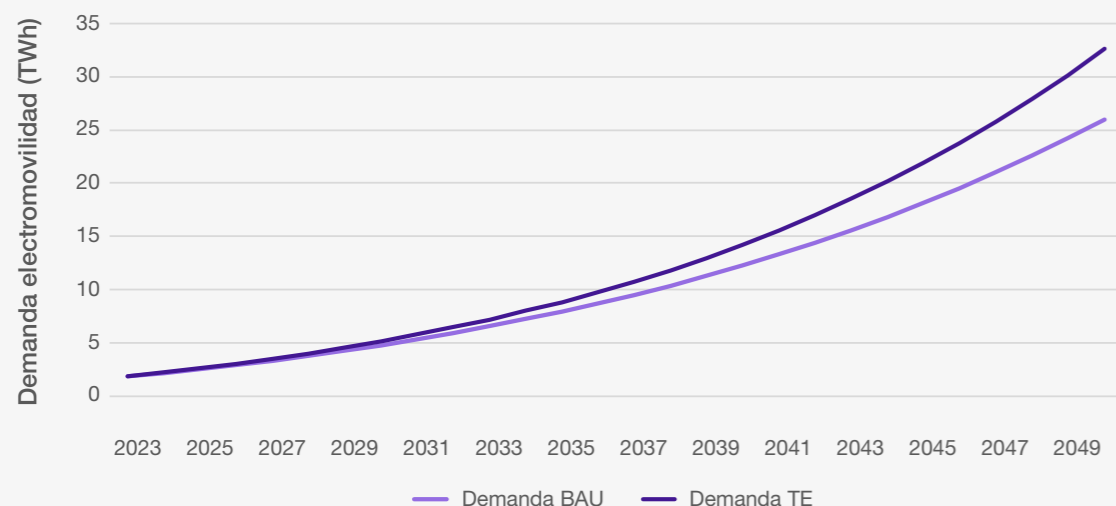
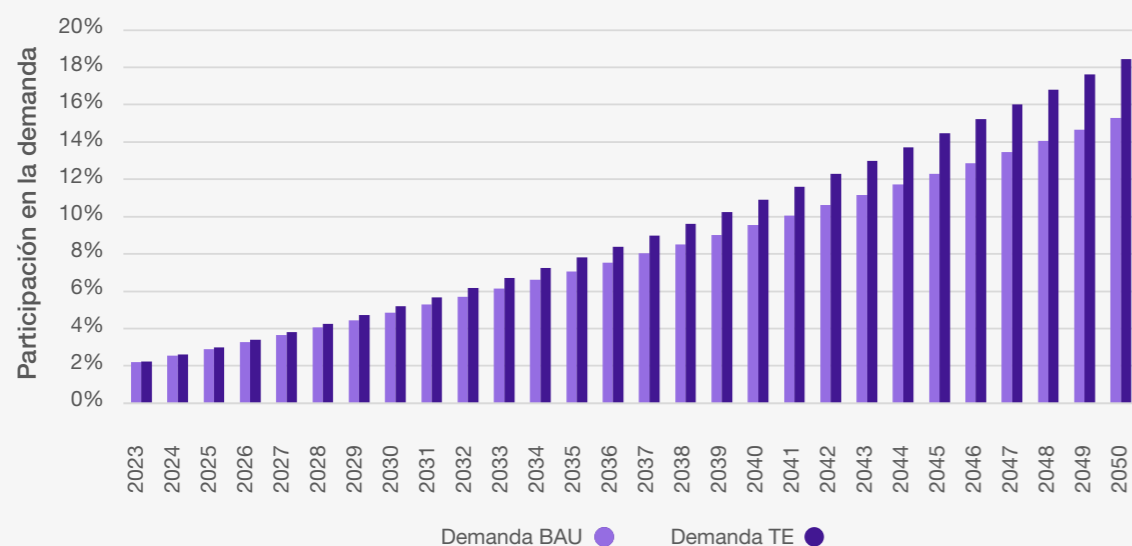


GRÁFICO 4.20

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

Chile produce actualmente alrededor de 200 kilotonnes (kt) de hidrógeno por año para uso en refinación y en una fábrica de vidrio. La mayor parte es hidrógeno gris obtenido del gas natural, pero la fábrica de vidrio utiliza electrolizadores para producir hidrógeno. Puesto que dispone de excelentes recursos eólicos y solares, el país apunta a obtener el 70 % de la energía generada a partir de energías renovables. En 2020, el Gobierno presentó su Estrategia de Hidrógeno Verde, con el objetivo de alcanzar 5 GW de capacidad instalada en electrolizadores en 2025 y 25 GW en 2030. Esa capacidad sería inicialmente para descarbonizar el uso doméstico de hidrógeno, antes de comenzar las exportaciones de hidrógeno verde después de 2030.

Chile tiene más de 40 proyectos de hidrógeno verde en desarrollo, el más grande de los cuales planea producir a escala de gigavatios a mediano o largo plazo. Para lograr este objetivo, necesitaría atraer inversiones por un valor total de alrededor de USD 300 millones. El país además enfrenta varias barreras para el desarrollo de hidrógeno verde, incluida la disponibilidad de agua en algunas áreas, la necesidad de construir una nueva infraestructura de transporte de hidrógeno y la distancia de los mercados clave, particularmente de Europa.

En 2020, el Gobierno de Chile publicó su Estrategia Nacional para el Hidrógeno Verde, que estima un valor de mercado de USD 23.000 millones para este combustible, basándose en los usos y exportaciones del mercado interno.

Los gráficos 4.21 y 4.22 presentan las proyecciones de producción de hidrógeno verde de Chile tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país, en GWh. El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente un 56 % superior a la del escenario de BAU.

GRÁFICO 4.21

Producción de hidrógeno verde en Chile

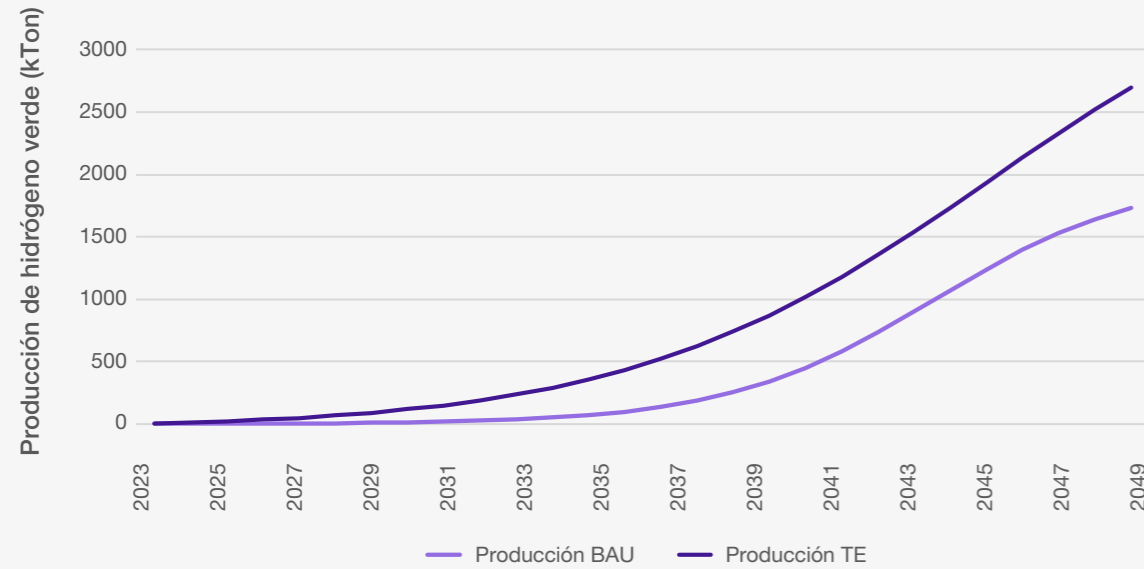
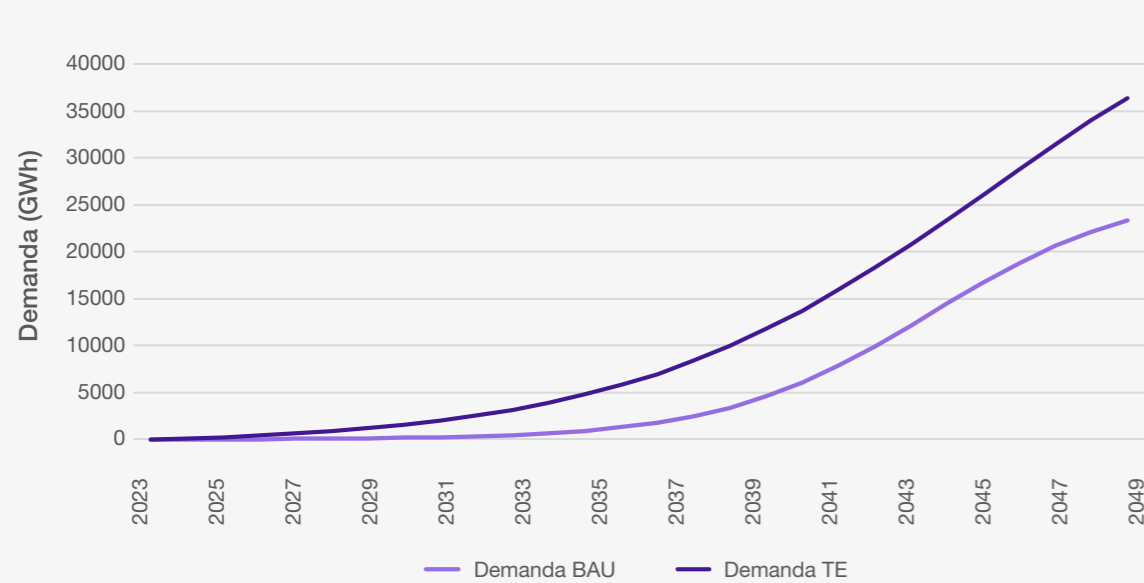


GRÁFICO 4.22

Consumo de electricidad de los electrolizadores

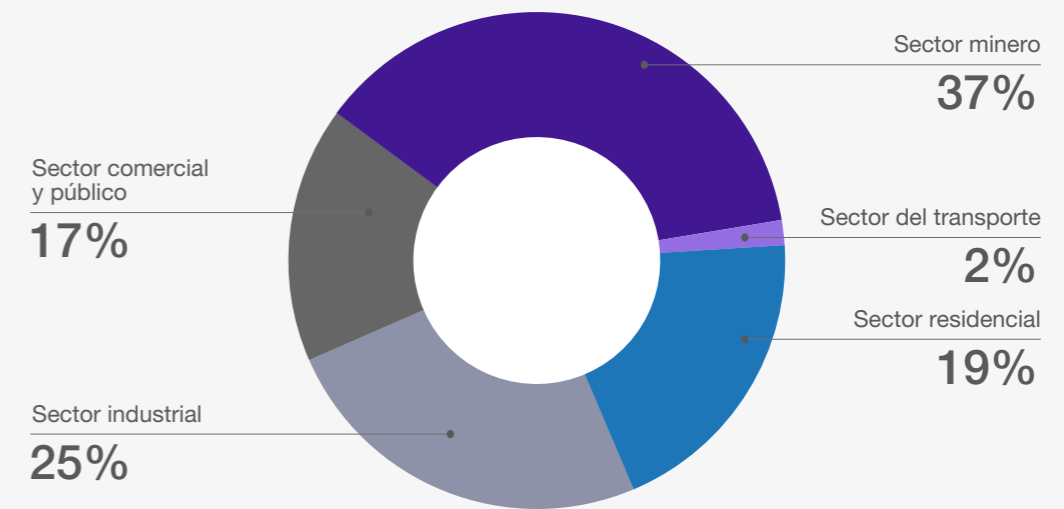


Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En el caso de Chile, el sector que tiene mayor participación en la demanda total del país es el minero, con aproximadamente el 37 %. El segundo es el sector industrial, que representa el 25 % de la demanda total, seguido por dos sectores con participaciones muy parecidas: 19 % el sector residencial y 17 % el sector comercial y público. Por fin, el sector del transporte aparece con solamente 2 % de la demanda total, como se puede ver en el gráfico 4.23.

GRÁFICO 4.23

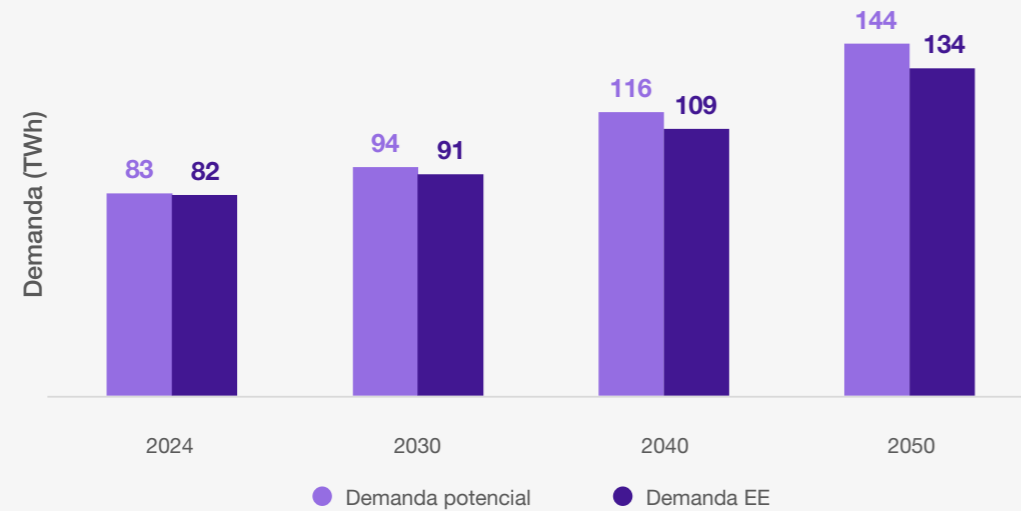
Distribución de la demanda en los sectores de la economía chilena



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar, en el gráfico 4.24, una reducción de hasta el 7 % con relación a la demanda potencial en 2050, equivalente a aproximadamente 10,2 teravatios por hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 3 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.24

Proyección de las ganancias de eficiencia

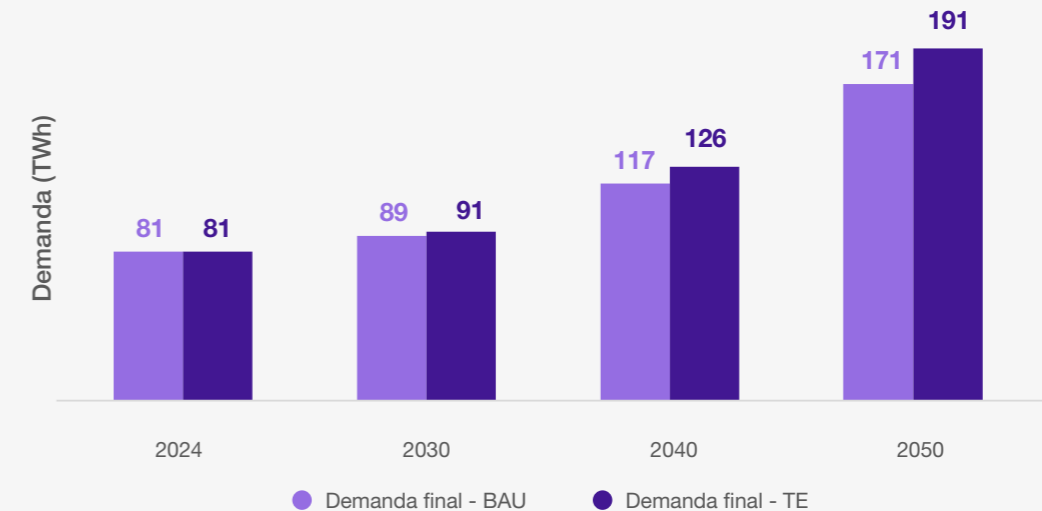


► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Chile. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.25 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los distintos escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno son más acentuadas a partir de 2028 y provocan que la demanda del país en 2050 en el caso de TE sea aproximadamente el 11,5 % mayor que en el de BAU.

GRÁFICO 4.25

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



► Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

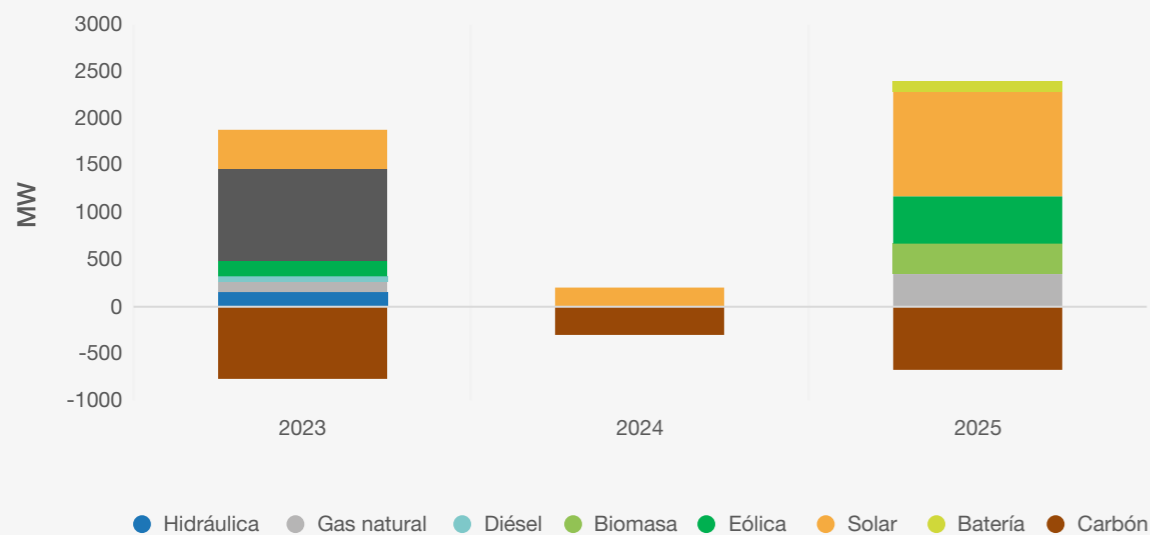
El plan de expansión a corto plazo utilizado para simular el mercado eléctrico chileno se elaboró a partir de: (i) proyectos ganadores de subastas, (ii) proyectos que ya se encuentran en fase de construcción, y (iii) proyectos que se encuentran suficientemente avanzados y tienen una alta probabilidad de materializarse. Los incluidos en este plan se basan principalmente en el informe de seguimiento de proyectos de generación en construcción de la CNE de mayo de 2022 (Resolución Exenta N.º 410).

Además, se consideró el programa de descarbonización anunciado por el Ministerio de Energía en 2019 (y actualizado en 2021), con varias retiradas de centrales de carbón hasta 2024 (1.ª fase) y el avance del desmantelamiento o conversión de siete centrales de carbón para 2025.

El gráfico 4.26 y el cuadro 4.4 ilustran las entradas de proyectos y retiradas de centrales de carbón a corto plazo consideradas en este estudio.

GRÁFICO 4.26

Entradas y retiros de proyectos a corto plazo



Fuente: CNE (2022b).

CUADRO 4.4

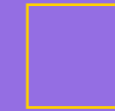
Lista de proyectos considerados

Tecnología	Planta	Fecha inicio de operaciones	Capacidad (MW)
Solar	El Manzano	2023	87
	Metropolitana	2023	27
	PMG Nuble	2023	63
	Elena I	2023	68
	Willka	2023	98
	CEME 1	2023	380
	Meseta	2023	152
	Caliche	2023	9
	Cardones New	2023	35

Tecnología	Planta	Fecha inicio de operaciones	Capacidad (MW)
Solar	Punta del Viento	2023	165
	Tamarico	2023	145
	Tocopilla	2024	200
	Alcones	2025	90
	Alcones 2	2025	50
	Arboleda	2025	80
	Socompa	2025	250
	Los Vilos	2025	131
	San Carlos	2025	3
	Andino Occidente	2025	147
	Don Carlos	2025	196
	Tagua Tagua	2025	176
Eólica	Punta de Talca	2023	86
	Camán	2023	146
	San Rarínco	2023	99
	Campo Lindo	2024	5
	San Andrés	2025	120
	Colinas	2025	188
	Vientos del Lago	2025	125
Batería	Arboleda	2025	25
	Socompa	2025	80
Biomasa	Reconversión Andina	2025	161
	Reconversión Hornitos	2025	158
Diésel	Maitencillo	2023	67

Tecnología	Planta	Fecha inicio de operaciones	Capacidad (MW)
Gas natural	Reconversión Los Vientos	2023	110
	Reconversión IEM	2025	348
Hidráulica	Los Condores	2023	150
Carbón	Bocamina 2	2023	-320
	Tocopilla U14	2023	-128
	Tocopilla U15	2023	-124
	Ventanas 2	2023	-193
	Mejillones 1	2024	-147
	Mejillones 2	2024	-157
	Andina	2025	-161
	Hornitos	2025	-158
	IEM	2025	-348

5



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Chile



» El presente capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Chile tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

El objetivo es exponer su estado actual y la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario de continuidad, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos escenarios.



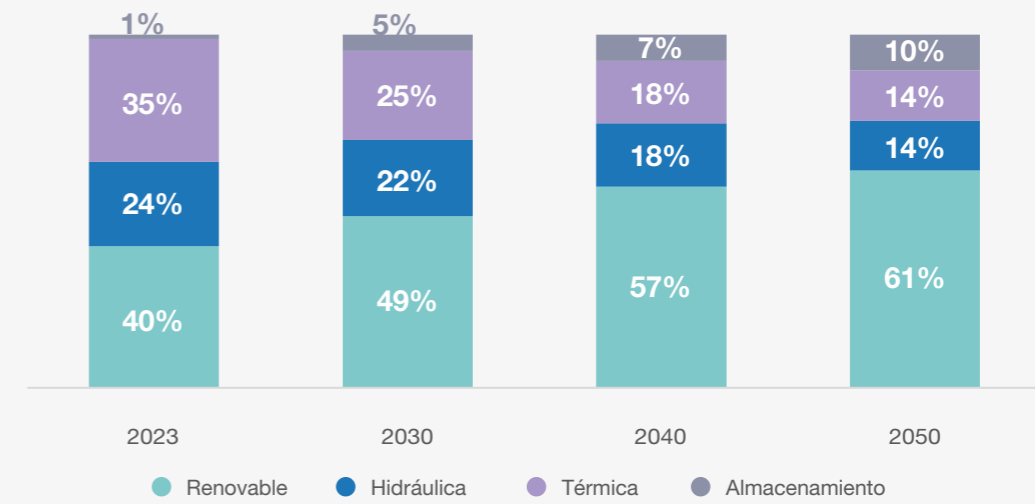
Caso de BAU

► Expansión de la generación

En el caso de BAU, el país cuenta con una adopción masiva de energías renovables. Además, se agregan equipos de almacenamiento de energía y se incorporan plantas térmicas de gas natural para dar capacidad firme al sistema. Estas dos últimas tecnologías son un elemento crucial para compensar la variabilidad de la generación intermitente, principalmente a lo largo del día, cuando hay una penetración solar masiva.

GRÁFICO 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema chileno en el caso de BAU



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo. Las térmicas no emisoras incluyen centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

La expansión de capacidad está dominada por las energías renovables: eólica, solar (fotovoltaica o térmica [CSP]) y almacenamiento (en baterías o bombeo). El almacenamiento es esencial para gestionar el exceso de generación solar durante el día. En la evolución de la canasta se observa la retirada de las centrales de carbón hasta 2035, en línea con el plan del Gobierno, y una expansión del gas natural, necesaria para garantizar la confiabilidad del sistema.

Este evoluciona desde 31,8 GW de capacidad instalada (a fines de 2023) hasta 69,3 GW al final del horizonte temporal, de los que el 35 % es eólica; el 21 %, solar fotovoltaica y CSP; el 11 %, almacenamiento; el 15 %, hidráulica; el 10 %, gas natural; el 6, % diésel; el 1 %, de biomasa, y otro 1 %, geotérmica. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en el caso chileno, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el escenario de BAU

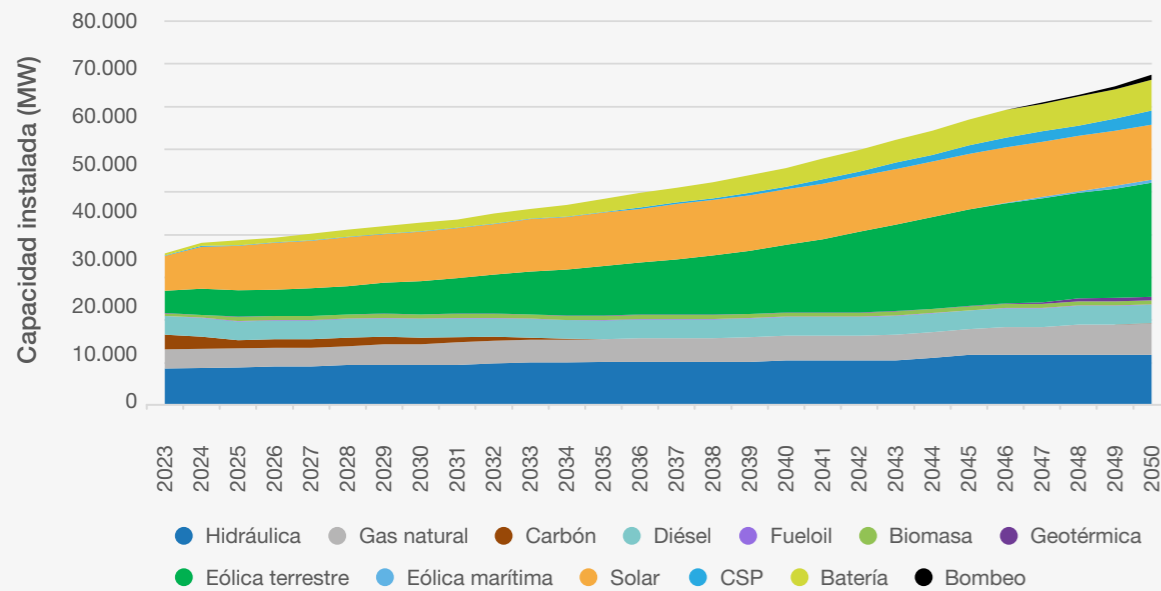
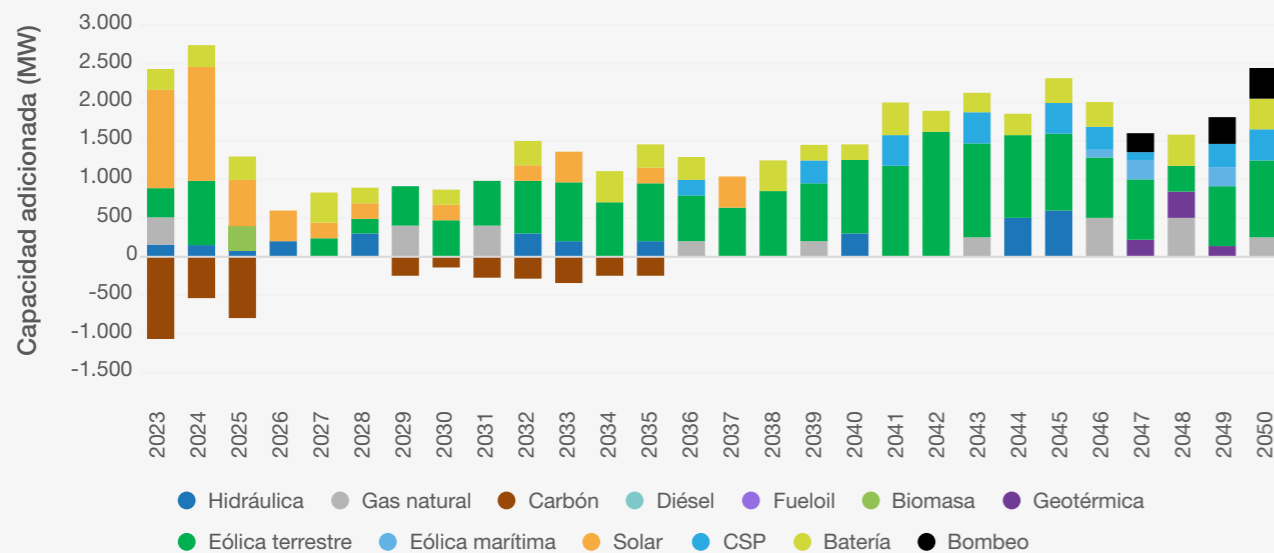


GRÁFICO 5.3

Adiciones y retiros de capacidad en el sistema chileno en el caso de BAU



► Perfil de generación

En este subpartado, se analiza detalladamente la evolución de la matriz de generación del sistema en cuestión. Para ello, se ha seleccionado el primero y el último año del periodo evaluado, y se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de BAU se encuentran detallados en el gráfico A.2.1 del apéndice 2.

En el corto plazo, se puede observar que más del 80 % de la demanda se cubre con fuentes renovables (solar, hidroeléctrica, eólica, biomasa, etc.). Las fuentes térmicas son especialmente necesarias en momentos en los que hay riesgo de desequilibrio entre la oferta y la demanda o cuando los recursos naturales no están disponibles en el sistema. En el gráfico 5.6 se puede identificar un exceso



de generación solar en 2024, lo que resulta en una curva del pato pronunciada en los costos marginales de energía ese año, con precios cuatro veces más altos por la noche que por el día.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema chileno en 2024

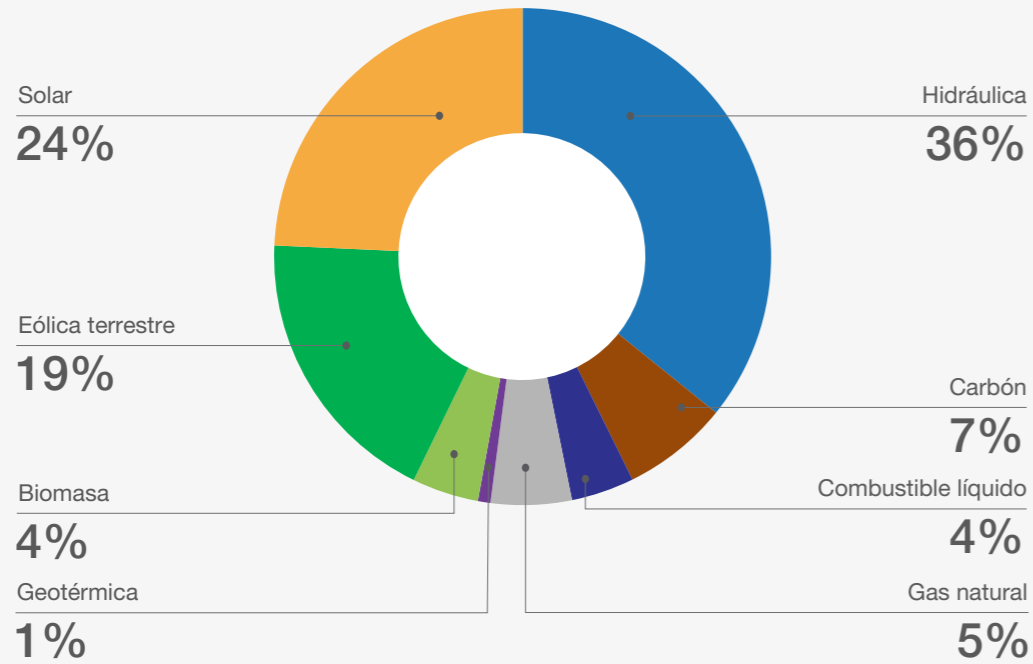


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual el año 2024 en el sistema chileno

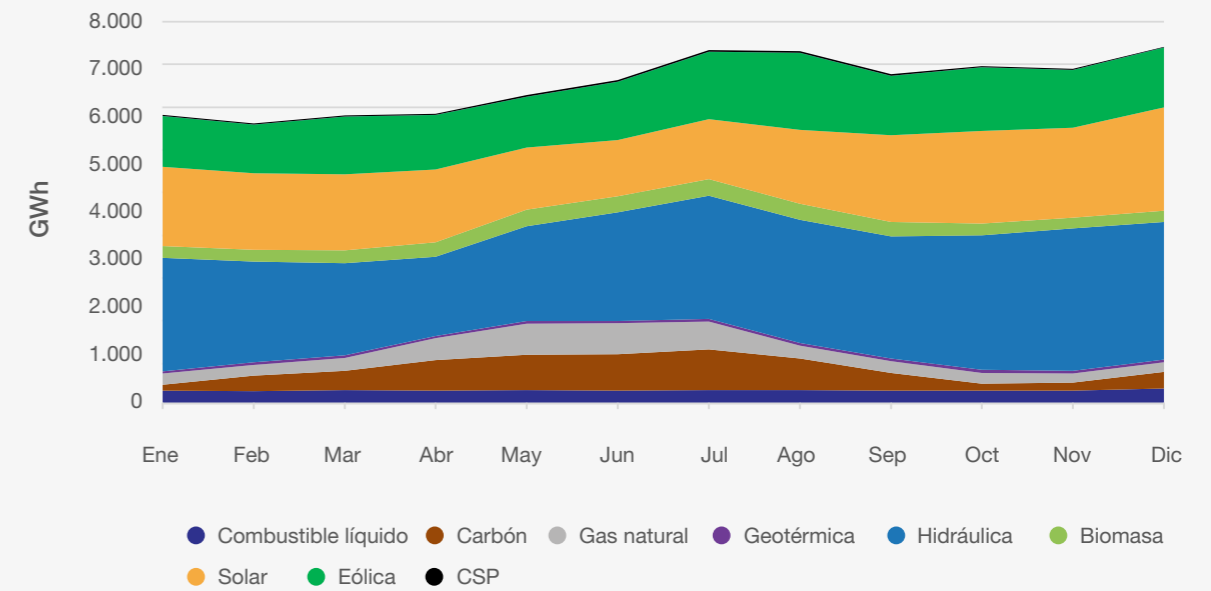
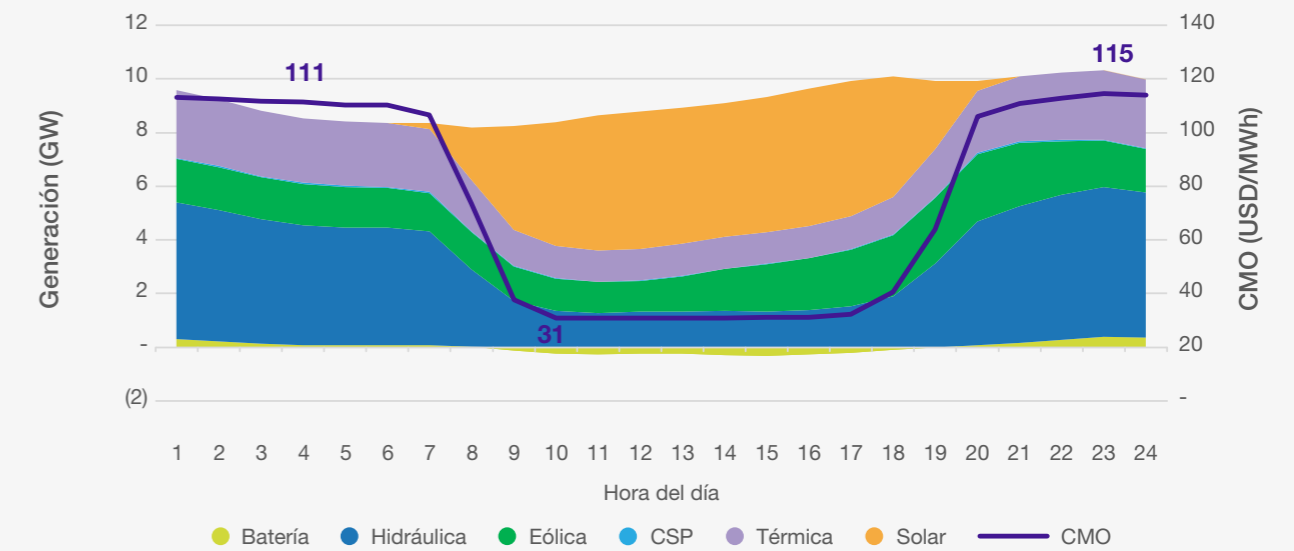


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema chileno en 2024



Al final del horizonte, la participación de fuentes renovables en la atención de la demanda aumenta hasta el 90 %, especialmente con la tecnología eólica, que representa más del 35 % de la generación anual del sistema. La tecnología solar reduce su participación, debido principalmente a su saturación ya en el corto plazo, resultando en una expansión insignificante de esta fuente en el medio y largo plazo. En términos horarios se evidencia la importante operación de las baterías para satisfacer la demanda, trasladando energía de los momentos con exceso de generación solar a los periodos nocturnos. Incluso en el largo plazo, el perfil de costos marginales en el caso de BAU sigue presentando una pronunciada curva de pato, aunque menos marcados que en el corto plazo.

GRÁFICO 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de BAU

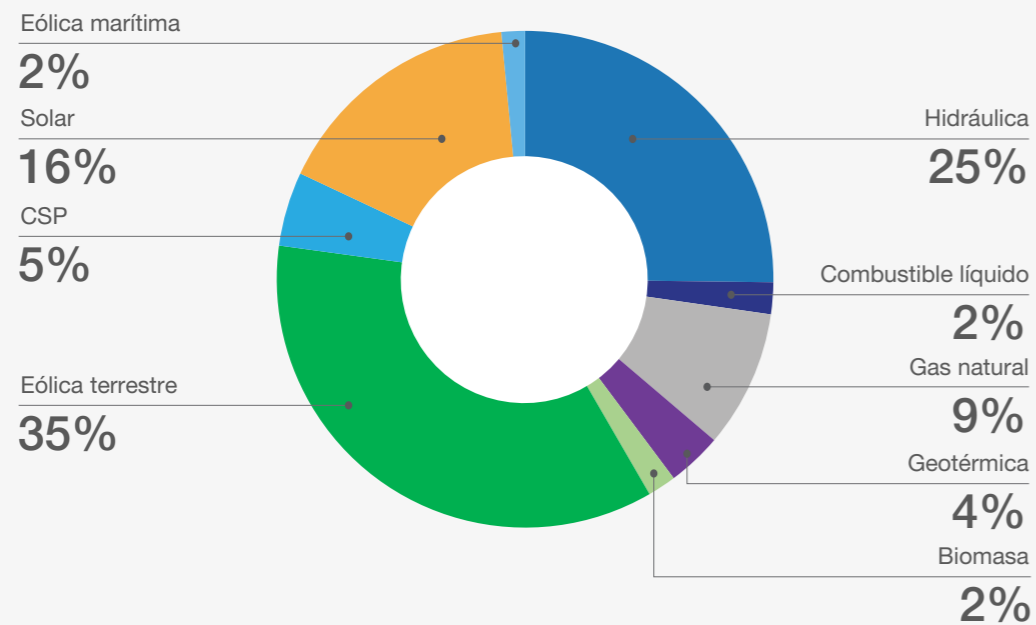


GRÁFICO 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de BAU

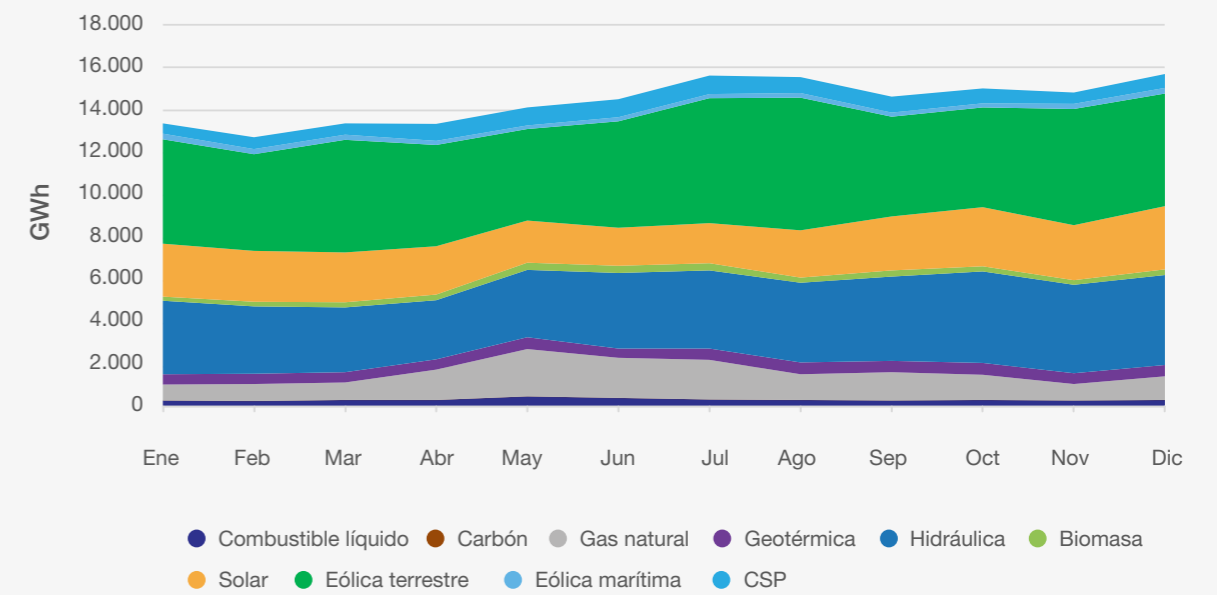
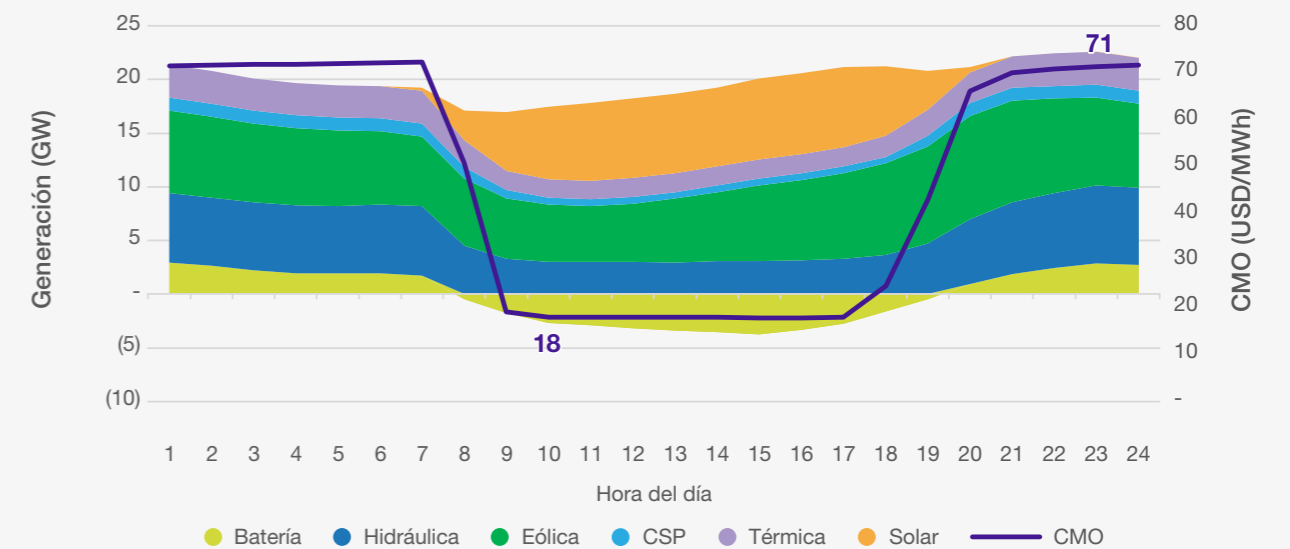


GRÁFICO 5.9

Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2050 en caso de BAU



► Costos marginales

Los costos marginales en Chile deberían evolucionar gradualmente a la baja, impulsados por varios elementos. En primer lugar, se prevé que los precios de los combustibles disminuyan a mediano plazo. Además, se espera una gran cantidad de nueva oferta ya en el corto plazo.

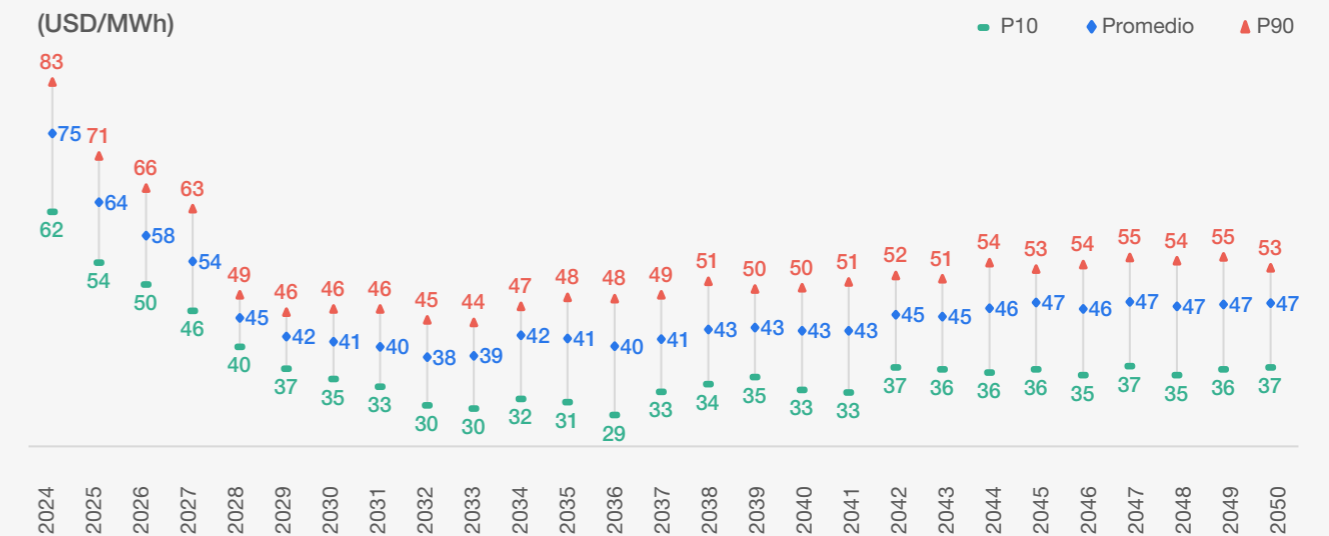
A largo plazo, los costos de inversión en energías renovables no convencionales deberían disminuir. También existe la necesidad de generación de respaldo, ya que las renovables son intermitentes y, especialmente en el caso de la solar, genera en horas concentradas. Esto conduce a una dependencia de la capacidad firme, liderada por el gas natural y las baterías, que ayudan a evitar importantes aumentos de precios. Como resultado, los precios promedio anuales disminuyen desde alrededor de 75 USD/MWh en 2024 hasta valores de aproximadamente 47 USD/MWh en el largo plazo.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente¹³).

¹³ En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos son inferiores. Percentil 90 (P90) indica que el 90 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos está por debajo, sugiriendo un escenario en el que solo el 10 % de los costos son más altos. Estos percentiles ofrecen una visión más detallada de la distribución de los costos, permitiendo comprender las variaciones y proporcionando información sobre los extremos de la distribución. Esta aproximación es útil para evaluar riesgos e incertidumbres en los costos operativos.

GRÁFICO 5.10

Costos marginales anuales en el sistema chileno en el caso de BAU

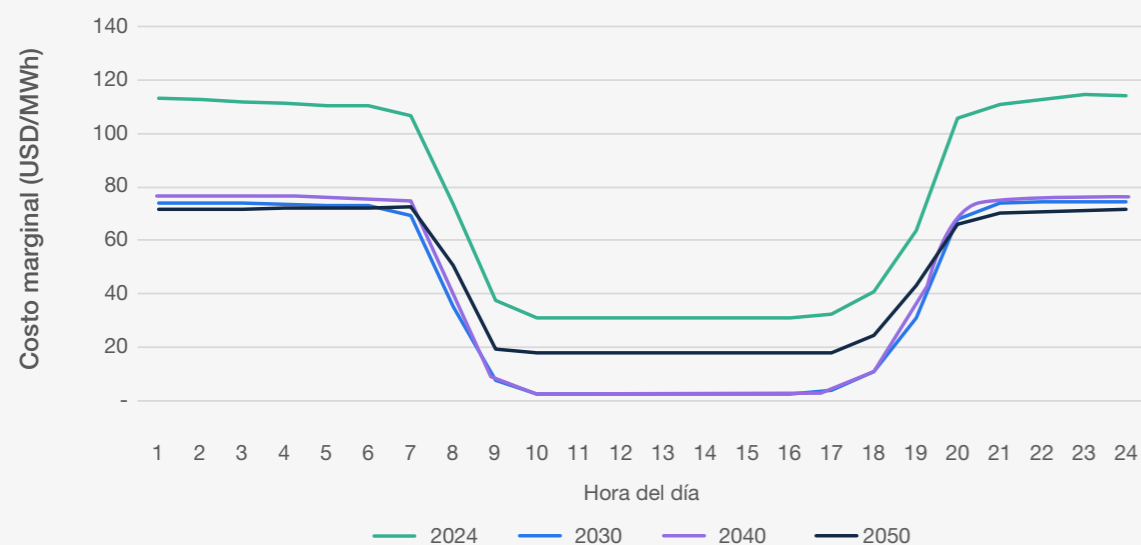


El gráfico 5.11 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora del año para algunos años del estudio. Una característica destacada del perfil de precios en el sistema chileno en los últimos dos años ha sido la disminución de los costos marginales en momentos con alta disponibilidad de generación solar. Como se presenta en el gráfico 5.11, este comportamiento se mantiene en los años futuros, con el aumento progresivo de la introducción de energía solar en este sistema.

La curva de pato en los costos marginales de energía en Chile es actualmente muy marcada debido al exceso de oferta de generación solar en el sistema. A corto plazo, la curva se pronuncia debido a la gran entrada de proyectos solares hasta finales de la década de 2020. A medida que los recursos de almacenamiento ingresan al sistema a partir de la década siguiente, se pueden reducir los costos marginales por la noche, pero la caída aún es insuficiente para desplazar el exceso de generación solar de día.

GRÁFICO 5.11

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema chileno en el caso de BAU



Caso de transición energética

► Expansión de la generación

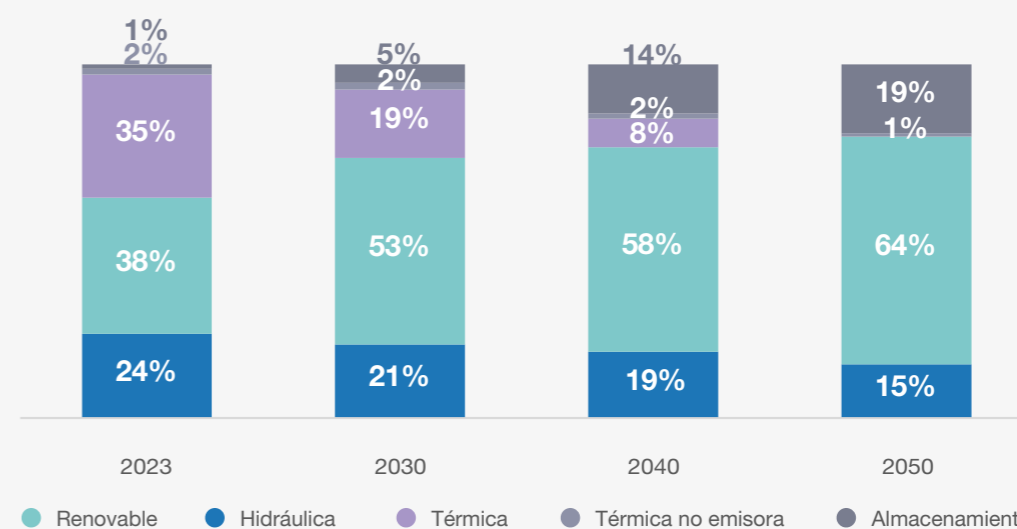
En el escenario de TE en Chile, se establece como objetivo la desactivación total de las centrales termoeléctricas presentes en el sistema hasta el año 2050. Esta meta está alineada con la ley de cambio climático del país¹⁴, que tiene como objetivo lograr la neutralidad de carbono y un sistema eléctrico libre de emisiones en ese año.

¹⁴ La Ley establece un marco jurídico para hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático, con la finalidad de alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de GEI para el año 2050 (Gobierno de Chile, 2022).

Esta meta se alcanza en la segunda mitad de la década de 2040. Las fuentes renovables constituyen casi el 64 % de la capacidad instalada al final del horizonte de estudio. Además, destaca el papel de las tecnologías de almacenamiento, que alcanzan el 19 % al final del horizonte temporal.

GRÁFICO 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema chileno en el caso de TE



Nota: Las energías renovables incluyen la solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo. La térmica no emisora incluye centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

Además de la expansión de esas tecnologías, se están realizando mayores inversiones en plantas de energía solar concentrada (CSP), un recurso disponible en el sistema chileno y capaz de aportar flexibilidad, ya que ofrece la posibilidad de generar energía en cualquier momento del día. Hasta el año 2050, se habrán construido plantas de este tipo con una capacidad instalada de 7 GW.

GRÁFICO 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema chileno hasta 2050 en el caso de TE

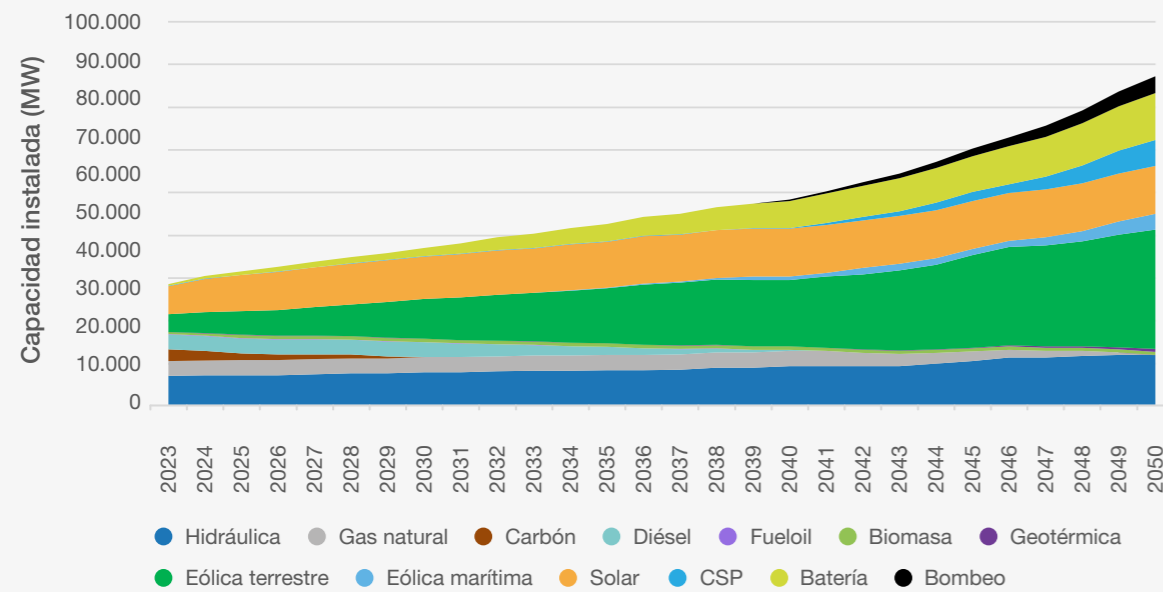
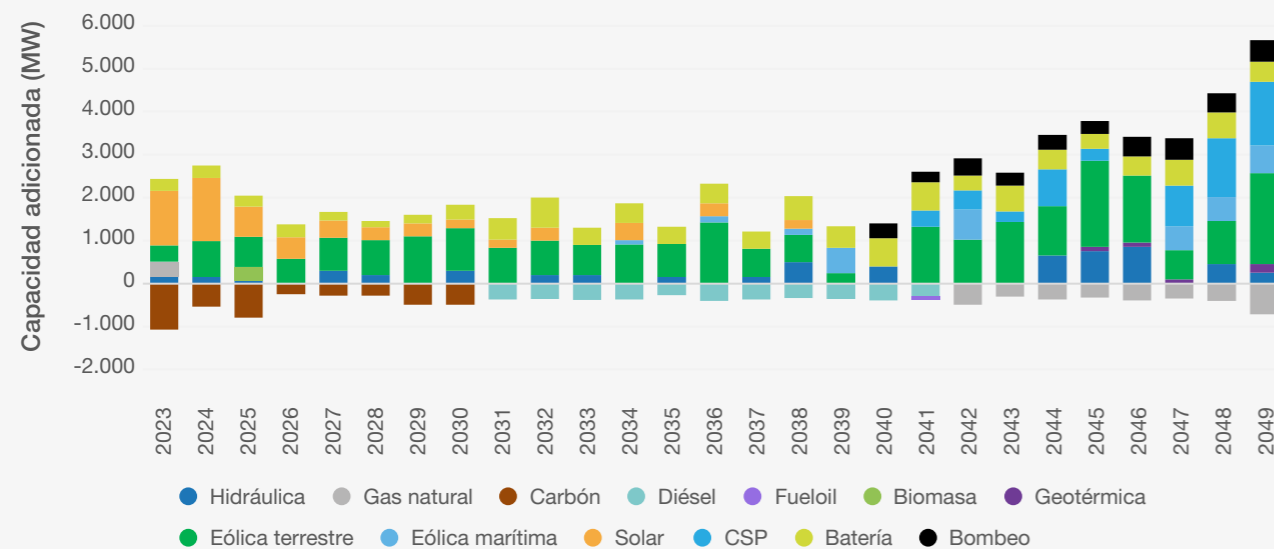


GRÁFICO 5.14

Adiciones y retiros de capacidad en el sistema chileno en el caso de TE



► Perfil de generación

En este subapartado, se analiza con detalle la evolución de la matriz de generación del sistema chileno en el caso de TE. Se han seleccionado los años 2040 y 2050, para los que se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio, en el caso de TE, se encuentran detallados en el **gráfico A.2.2** del apéndice 2.

En el año 2040, los parques eólicos y solares se han convertido en las fuentes primordiales de energía eléctrica para el país. La participación de las plantas termoeléctricas, por su parte, ha disminuido considerablemente, representando en torno al 3 % del total anual (en contraste con el 20 % que representaban en 2024).

El perfil de los costos marginales en el sistema chileno (gráfico 5.17) muestra una reducción significativa durante las horas de mayor generación solar, situación que persiste con la generación termoeléctrica. La razón es que la mayor parte de la demanda del sistema es atendida por fuentes con costo variable unitario igual a cero en este período.

Al analizar el perfil típico de la programación horaria, se observa un aumento en la generación hidroeléctrica y termoeléctrica en los momentos en que las plantas solares no están produciendo energía. Las baterías también desempeñan un papel crucial, al cargar durante la tarde y descargar durante la madrugada y la noche.

GRÁFICO 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema chileno en el caso de TE

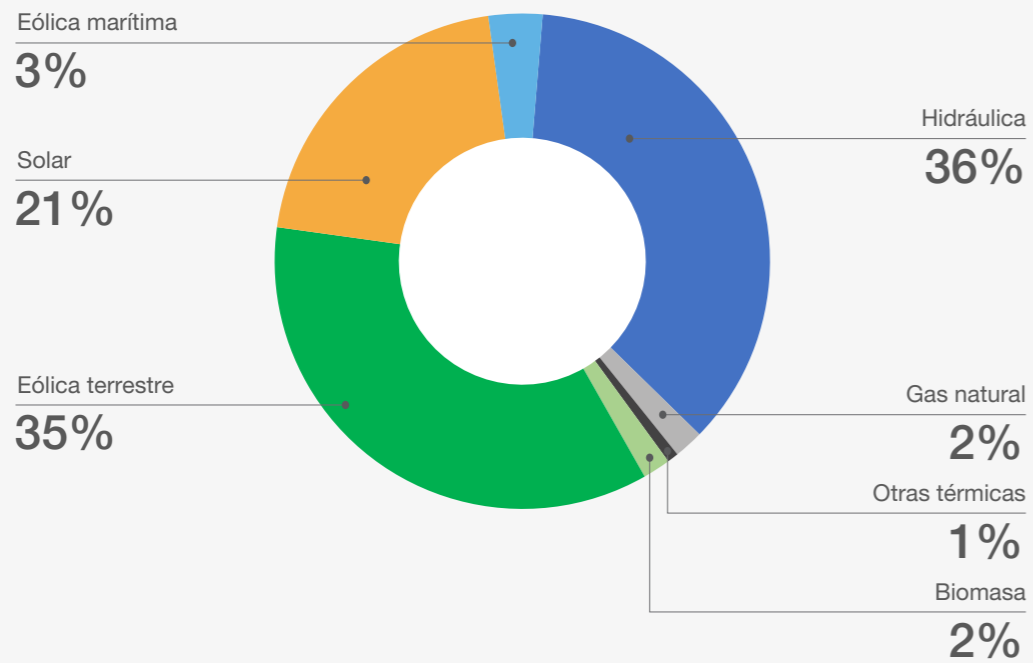


GRÁFICO 5.16

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema chileno en el caso de TE

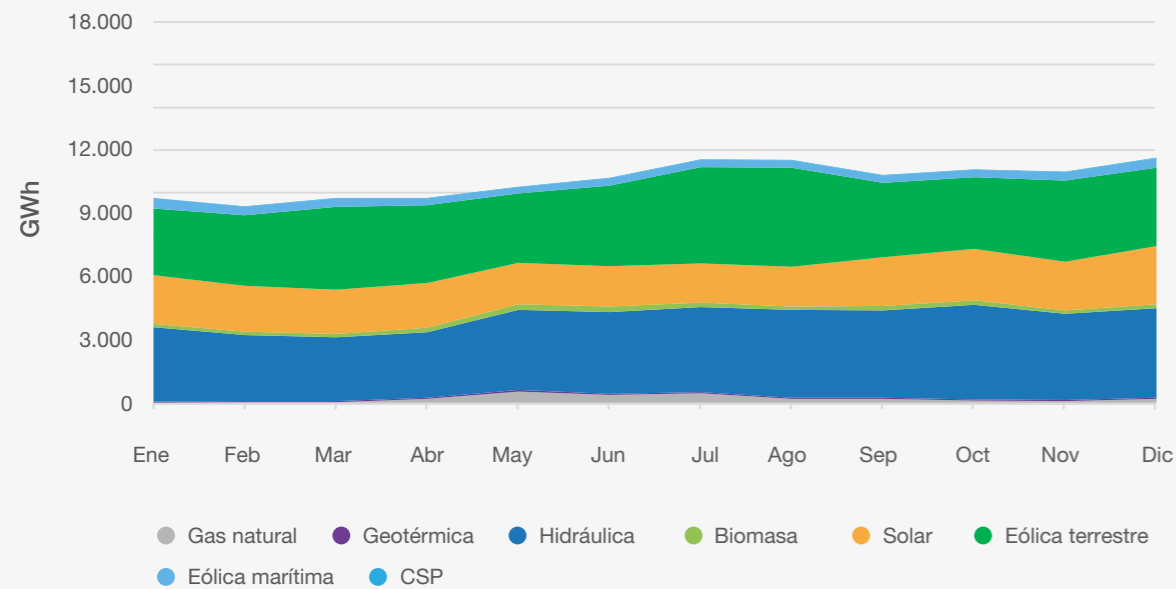
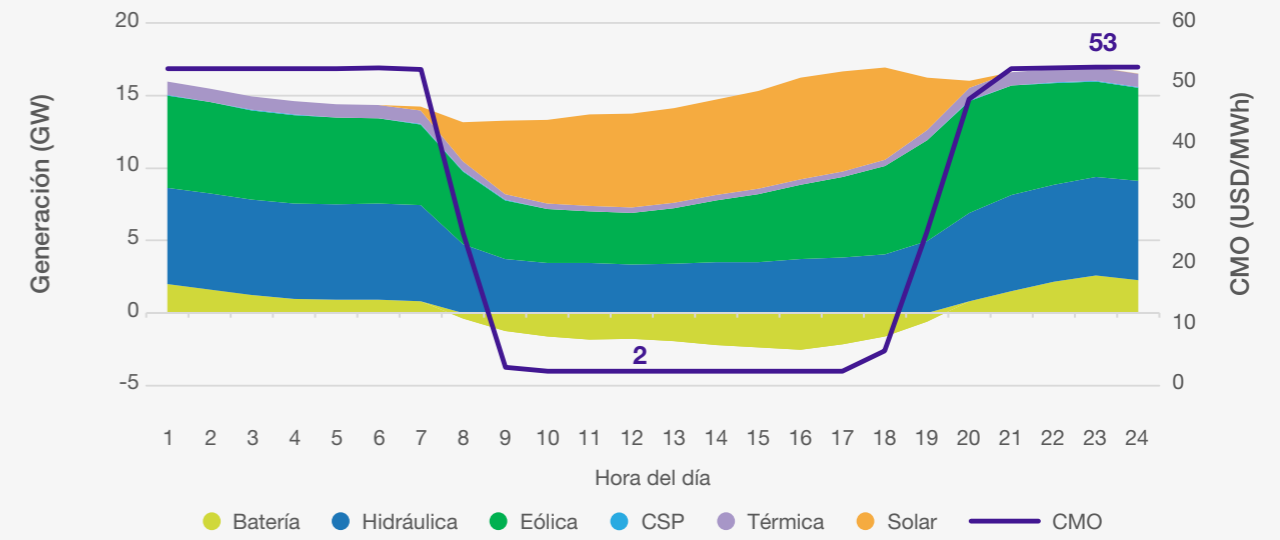


GRÁFICO 5.17

Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2040 en el caso de TE



En 2050, se logra la meta de descarbonización en el sector de generación y no hay generación termoeléctrica emisora de GEI en el sistema chileno. La energía solar y eólica mantienen una participación similar a la observada en 2040, y las plantas de energía solar de concentración (CSP) adquieren un papel más destacado en la satisfacción de la demanda de energía eléctrica, representando un 7 % de la participación total en el año.

Estas centrales, junto con los sistemas de almacenamiento, desempeñan un papel esencial al compensar la disminución en la generación de las plantas solares durante las horas nocturnas y la madrugada. Las hidroeléctricas del sistema también son una de las principales fuentes en el cumplimiento de este rol.

GRÁFICO 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de TE

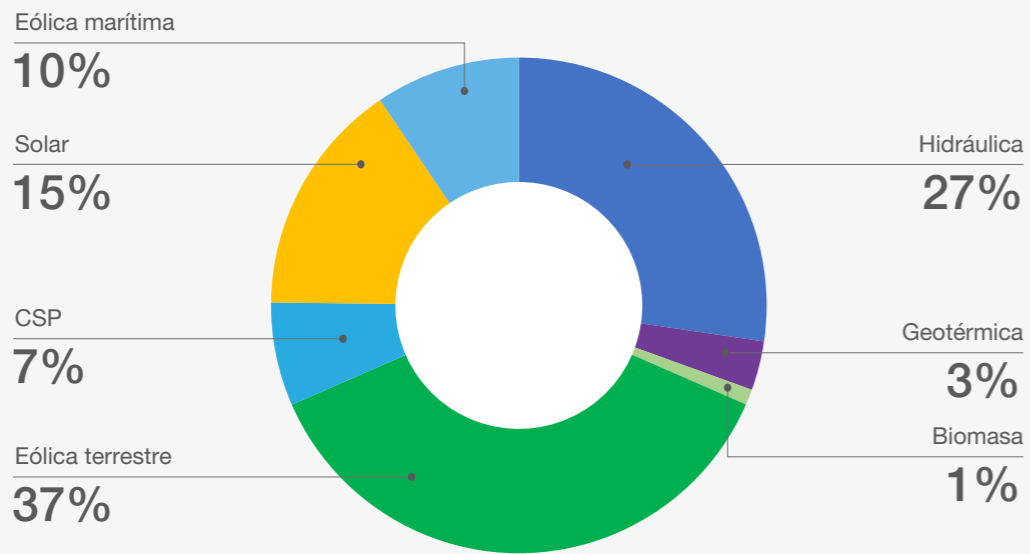


GRÁFICO 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema chileno en el caso de TE

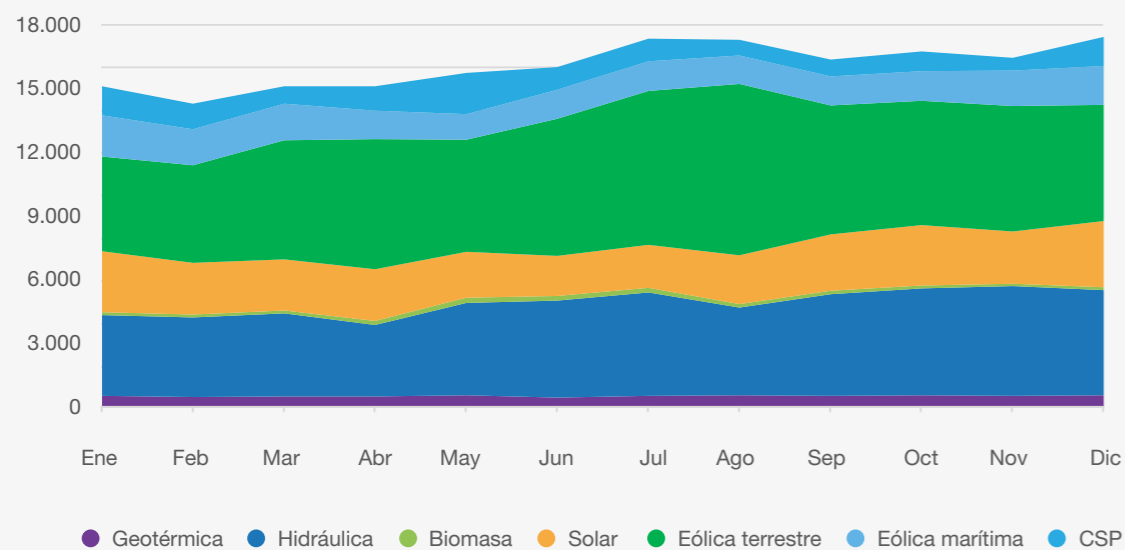
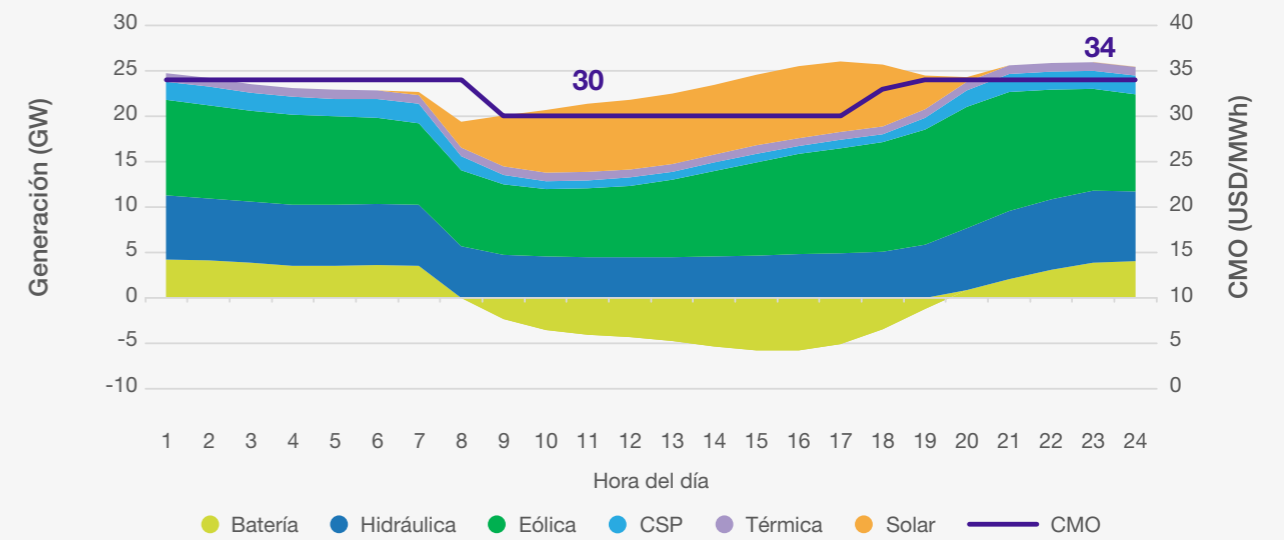


GRÁFICO 5.20

Despacho típico diario en el sistema chileno para el año 2050 en el caso de TE



Costos marginales

El aspecto más destacado en la evolución de los costos marginales de la generación termoeléctrica del sistema chileno es su considerable reducción a lo largo del tiempo. En este escenario, se observa un aumento significativo de las centrales de energía renovable en el sistema, las cuales, al carecer de un costo variable unitario, contribuyen a la disminución en el promedio anual de los costos marginales.

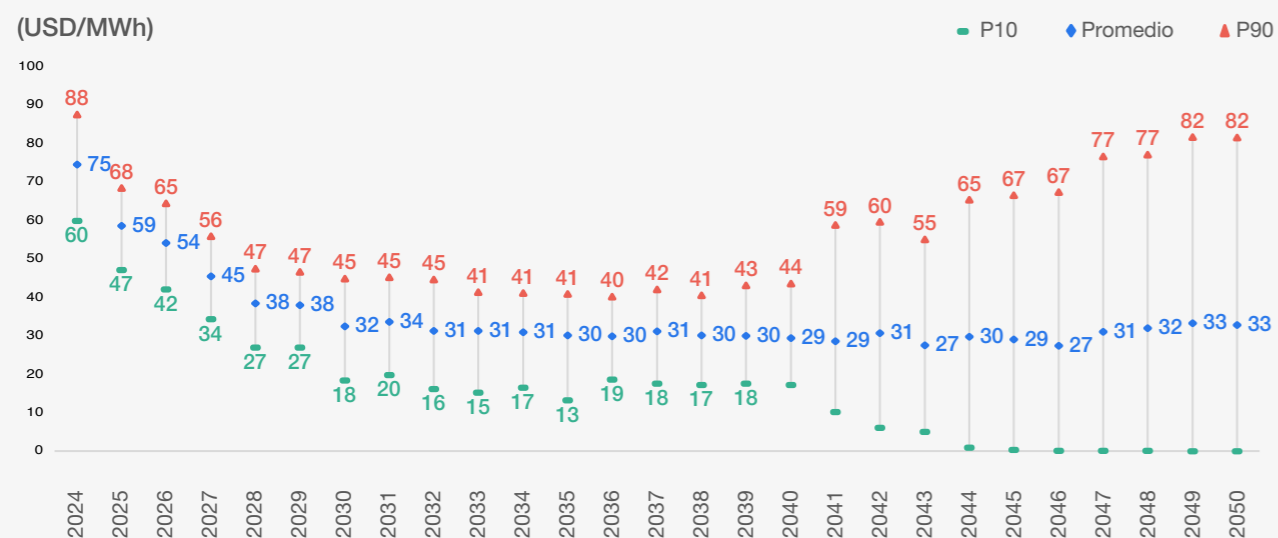
Otra cuestión relevante en la generación termoeléctrica es la variación de los costos entre los escenarios simulados, la cual aumenta considerablemente con el paso del tiempo. Esto se debe a que, a medida que las plantas térmicas son retiradas del sistema y las fuentes renovables ganan más espacio, el sistema se vuelve más dependiente de los escenarios de disponibilidad de estas fuentes (tanto renovables como hidroeléctricas).

En este sentido, los años con mayor disponibilidad pueden llevar los costos marginales a cero, mientras que años más secos o con menos disponibilidad de generación eólica pueden elevar los costos marginales promedio anuales a

valores por encima de 70 USD/MWh, como se observa en la segunda mitad de la década de 2040.

GRÁFICO 5.21

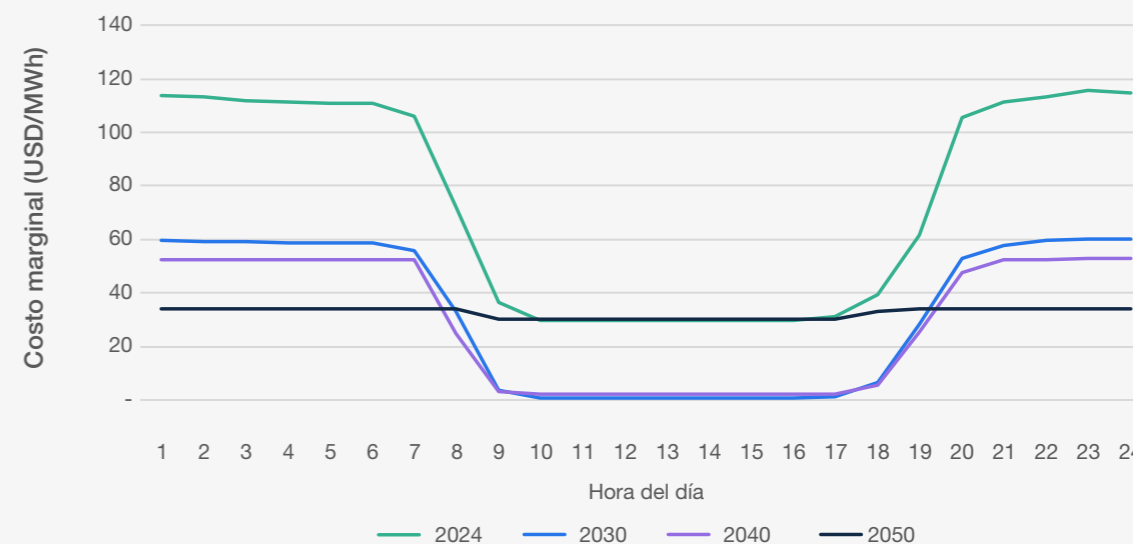
Costos marginales anuales en el sistema chileno en el caso de TE



En cuanto a los costos marginales horarios, los valores calculados en el sistema chileno se ven considerablemente afectados por la generación solar. En 2024, ya se observa una reducción significativa de los costos marginales cuando esta fuente está generando. Esta situación tiende a amplificarse en los años siguientes, hasta aproximadamente principios de la década de 2040. Sin embargo, con la introducción de recursos con capacidad de almacenamiento, el perfil de precios del sistema comienza a experimentar variaciones cada vez menores, como se observa en el gráfico 5.22 para 2050.

GRÁFICO 5.22

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema chileno en el caso de TE



Comparación de los casos de BAU y TE

En este apartado, se resumen los resultados obtenidos en el escenario de transición energética, comparándolos con los del escenario de BAU presentados anteriormente.

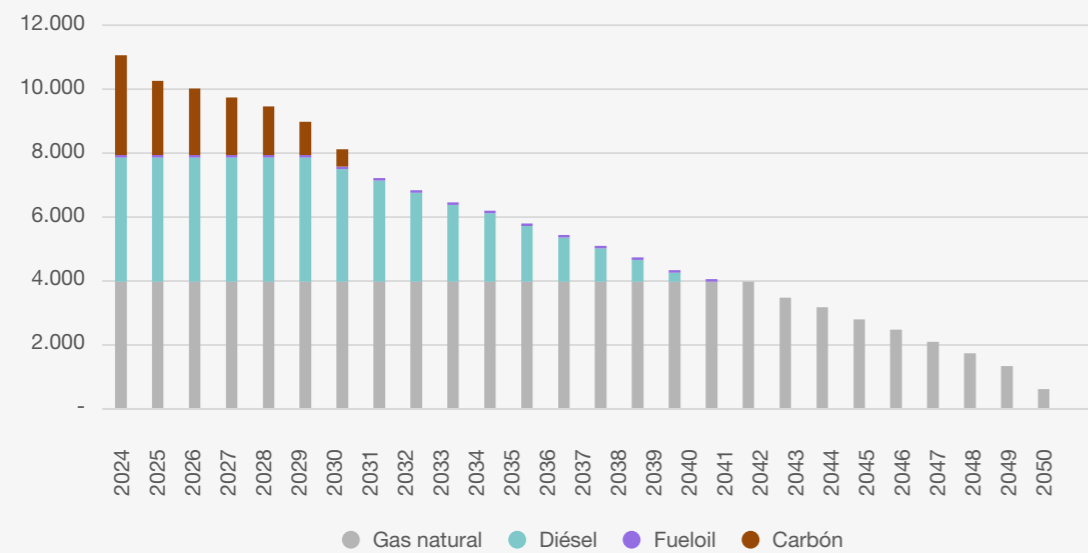
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explicó en el capítulo 4, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país, además de un supuesto de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto en la demanda se produce a partir de 2040, cuando

hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando un incremento del 11,5 % (19,7 TWh) en la demanda del país hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.25).

Otro punto destacado en el caso de TE es la retirada de las centrales termoeléctricas emisoras de GEI. Para el análisis del sistema chileno, se consideró una retirada de 12,2 GW de centrales termoeléctricas hasta 2050 (4,2 GW de carbón, 4 GW de combustibles líquidos y 4 GW de gas natural), de manera que se alcance el objetivo de emisiones netas cero al final del horizonte. En el escenario de TE, se considera una anticipación del plan de desmantelamiento de centrales de carbón, con la eliminación gradual de las centrales restantes en orden de antigüedad hasta 2030.

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema chileno

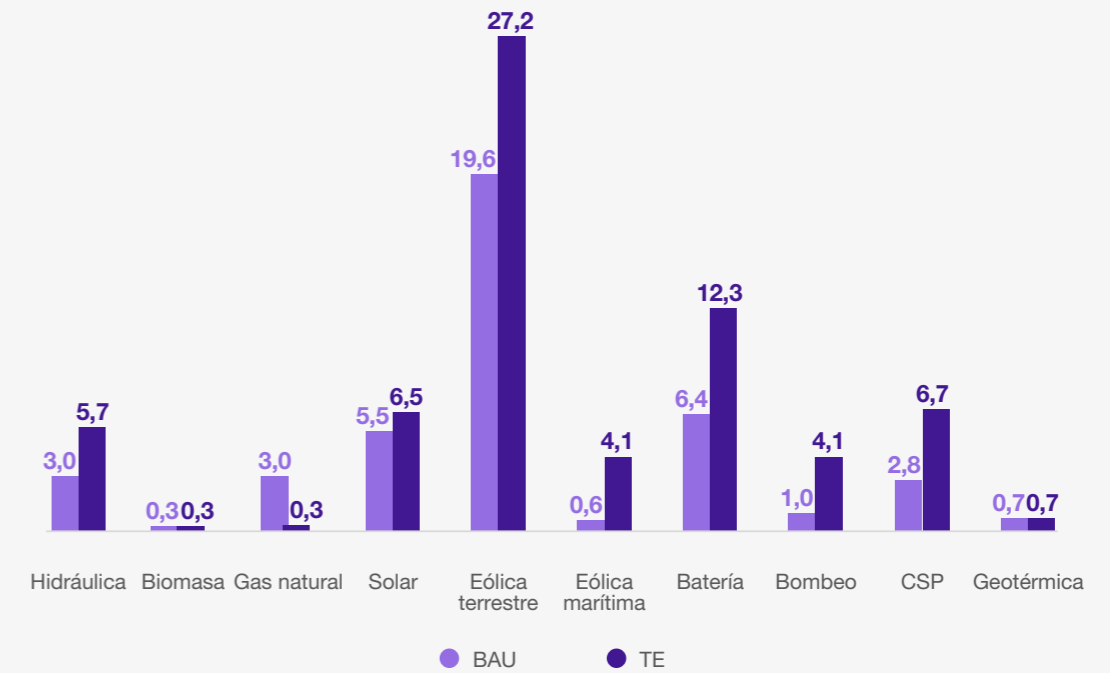


Después del cumplimiento del plan carbón cero en 2030, se considera la retirada de las demás centrales por orden de más a menos contaminantes: hasta 2041, se suprimen todas las plantas de combustibles líquidos y, entre 2042 y 2050, las centrales de gas natural. Al final del horizonte se alcanza el objetivo de carbonneutralidad en el sector eléctrico.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.24 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050. En este gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.24

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema chileno en los casos de BAU

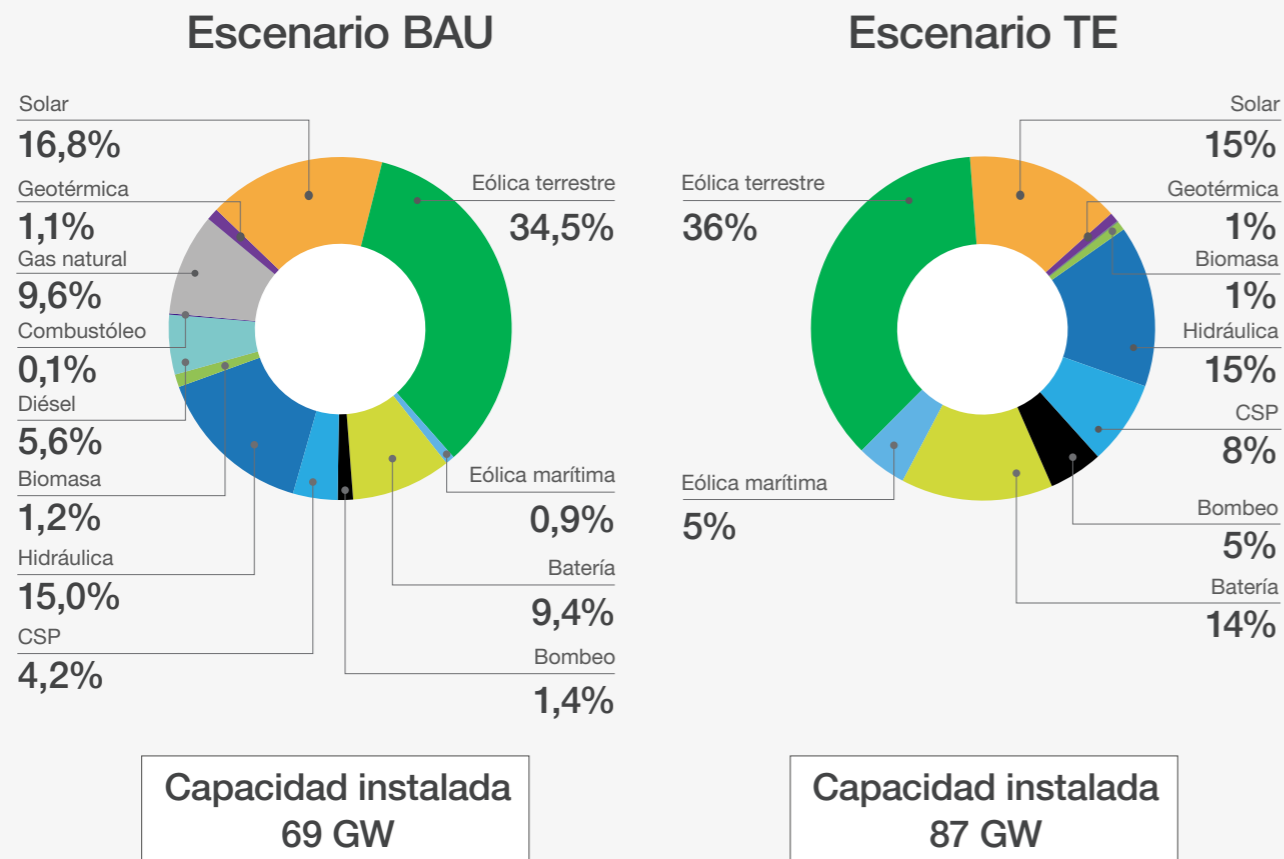


En el caso de TE se añaden alrededor de 25 GW de capacidad más que en el caso de BAU (expansión 100 % renovable), necesarias para atender una demanda un 12 % mayor al final del horizonte. Entre las diferentes tecnologías, destaca el almacenamiento (baterías y bombeo), donde se agregan 9 GW más en el escenario de transición que en el caso de base, una adición necesaria para garantizar la confiabilidad en el suministro de electricidad ante la inserción masiva de fuentes intermitentes.

La canasta de expansión de capacidad en ambos casos tiene un alto nivel de participación renovable al final del horizonte: 85 % en BAU y 100 % en TE. La principal diferencia entre ambos escenarios es un reemplazo de las tecnologías despachables. En el caso de BAU son principalmente combustibles líquidos y gas, mientras que en el de TE predominan las plantas de energía CSP y el almacenamiento (baterías y bombeo). La participación de capacidad solar en ambos casos ronda el 15 % al final del horizonte debido a la saturación de esta tecnología a mediano plazo, provocando la necesidad de almacenamiento para gestionar este exceso de generación durante el día. Finalmente, hay una mayor adición de capacidad eólica (terrestre y marítima) en el caso de TE, también, en cierta medida, para reemplazar la salida de las centrales térmicas.

GRÁFICO 5.25

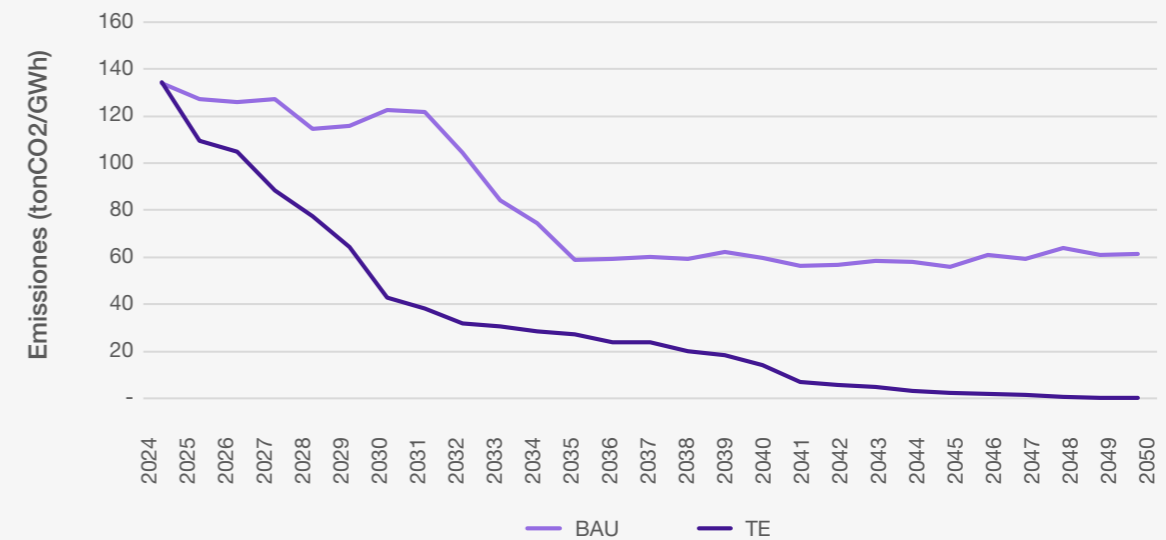
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema chileno



Al analizar la intensidad de las emisiones en ambos escenarios se observa que, en el caso de BAU, hay una reducción de las emisiones hasta 2035, cuando se concluye el plan de retirada de las centrales de carbón. Entre 2035 y 2050, sin embargo, se observa que el nivel de emisiones se mantiene constante, dado que no hay una expansión de centrales térmicas tan significativa a lo largo del horizonte. Por otro lado, el nivel de intensidad de emisiones se reduce constantemente a lo largo del horizonte en el escenario de transición: hasta 2030, hay un descenso más pronunciado, cuando se completa el plan de retirada del carbón y, entre 2035 y 2050, se da una disminución más suave, cuando se abandonan progresivamente las restantes plantas contaminantes del sistema (principalmente las de combustibles líquidos y gas natural), hasta alcanzar el objetivo de cero emisiones en el sector eléctrico al final del horizonte.

GRÁFICO 5.26

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema chileno en los casos de BAU y TE

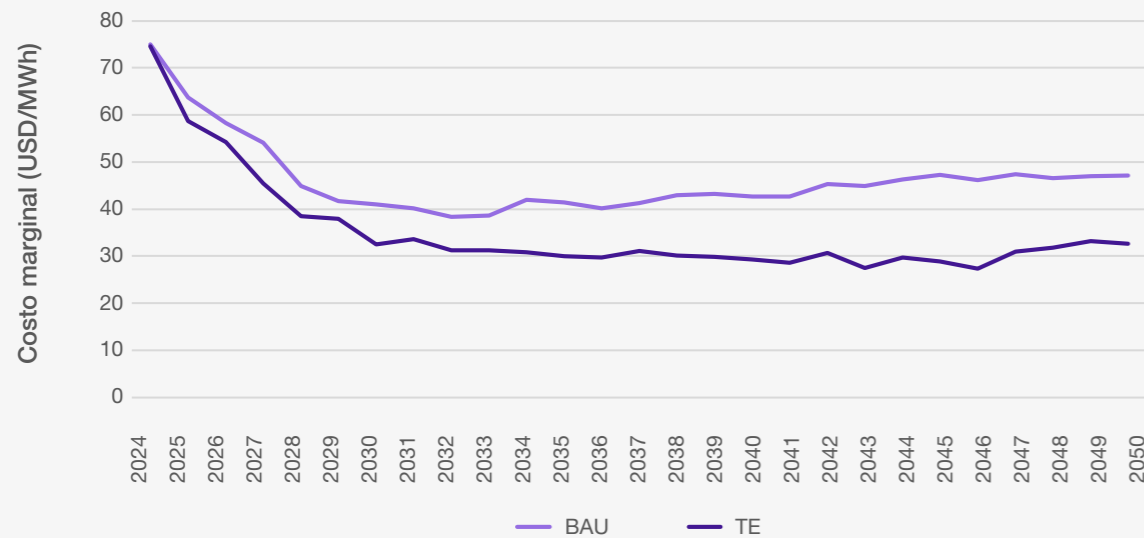


Con relación a los costos marginales, en el caso de TE se presenta una evolución gradual a la baja, desde 75 USD/MWh en 2024 hasta 30 USD/MWh en promedio a largo plazo, lo que supone una diferencia de alrededor de 15 USD/MWh con respecto al caso de BAU. Esa disminución se debe a la mayor

penetración de las fuentes renovables, que permanecen durante más tiempo como unidades marginales en el sistema, y la entrada de las tecnologías de almacenamiento, que son capaces de gestionar la electricidad a lo largo del día, cargándose (consumiendo) en las horas de menor costo marginal y descargando (generando) en los momentos en que ese costo es mayor.

GRÁFICO 5.27

Comparación de los costos marginales en el sistema chileno en los casos de BAU y TE



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en el futuro, considerando la evolución de la canasta de generación dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.28 y 5.29 ofrecen una comparación detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años. Los costos de inversión presentados se refieren únicamente a las decisiones del modelo de expansión.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

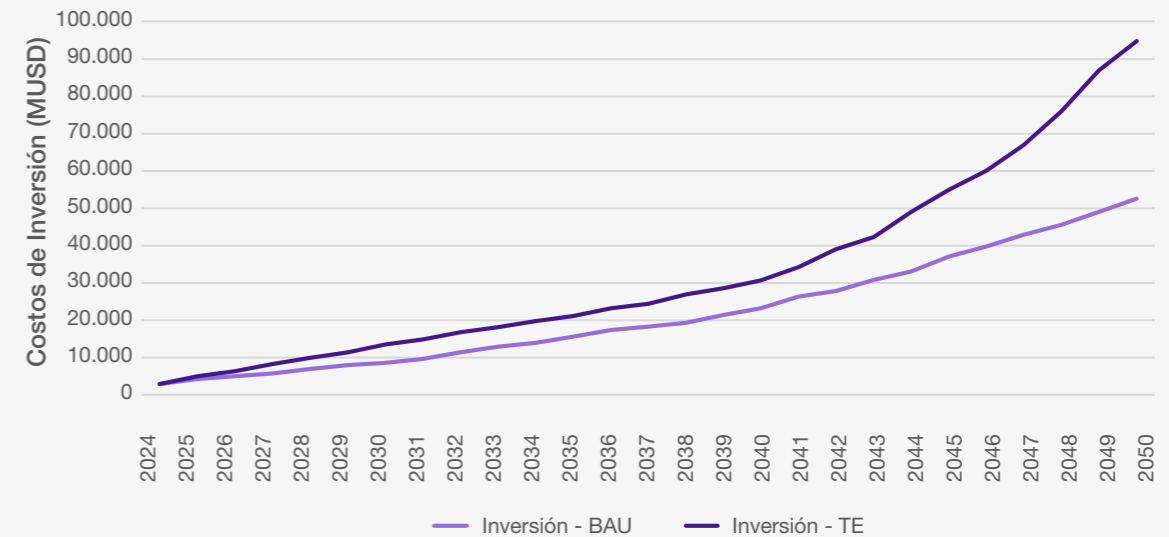
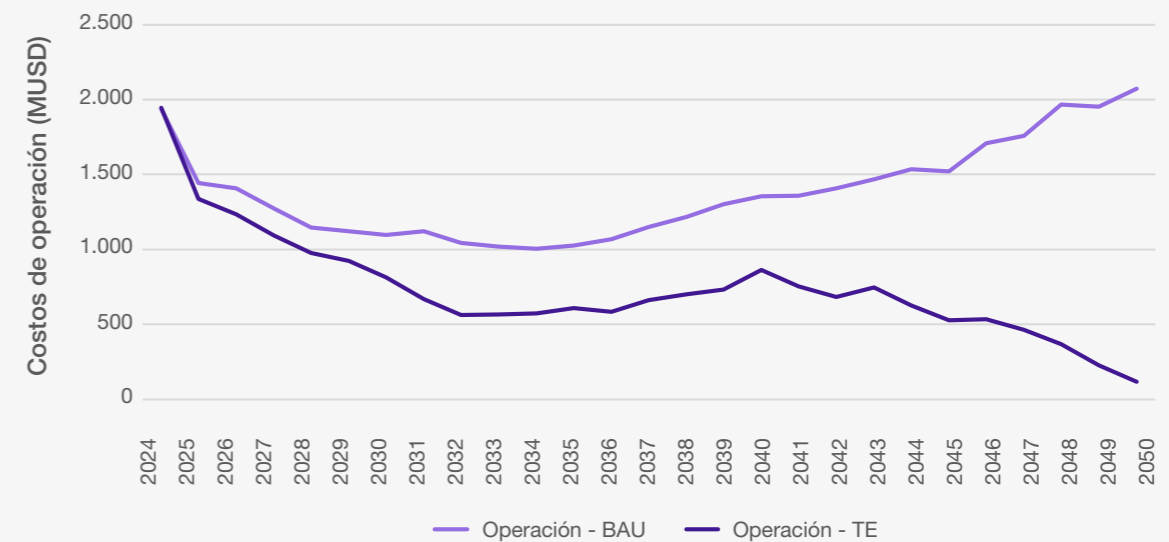


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



Es notable que en el caso de TE hay un aumento de los costos de inversión motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (dada una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador con el paso del tiempo.

La retirada de los generadores de carbón antes de 2030 y de los generadores de combustibles líquidos para 2040 resulta en reducciones sustanciales de los costos de operación en el caso de transición. Este cambio implica la necesidad de realizar inversiones más significativas, especialmente después de 2040, cuando se abandona la generación con gas natural. Para suplir los servicios previamente proporcionados por estas plantas, se observa un aumento en la

inversión destinada a baterías, plantas de CSP (energía solar concentrada) y centrales hidroeléctricas reversibles.

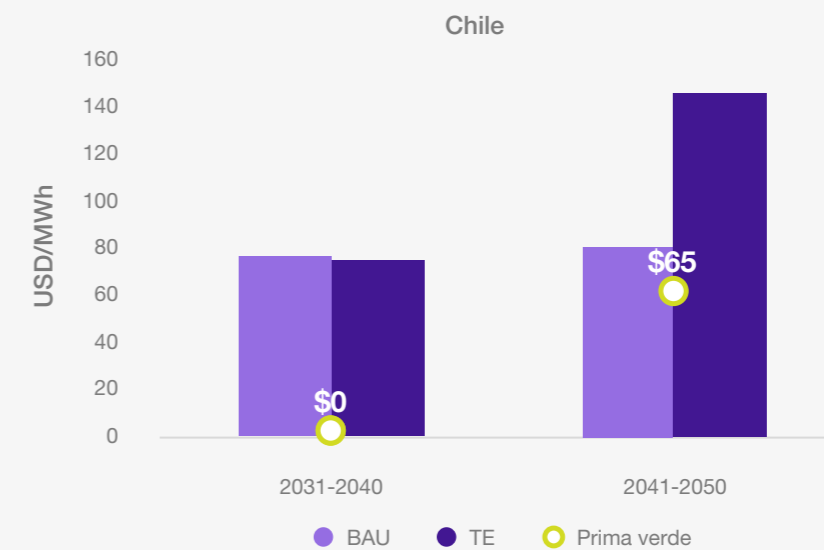
Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación de los costos marginales de expansión (CME) en los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. Se proporcionan más detalles sobre este indicador en el apéndice 7 de este reporte (véase la **etapa 5**).

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en el caso de TE, se utilizó como insumo el costo marginal de expansión. Este indicador se obtiene de la diferencia entre los costos marginales de largo plazo en los casos de BAU y de TE.



GRÁFICO 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Chile



En Chile, no hay un cambio relevante en el costo marginal de expansión entre los dos escenarios para la primera década del estudio, ya que la demanda

proyectada para ambos es muy similar. En el caso de TE, el aumento del costo de inversión es compensado por la significativa reducción en los costos de operación en la primera década, equilibrando el CME resultante en ambos casos. En la última década del estudio, por otro lado, el aumento de la demanda del escenario de electrificación del parque vehicular y la mayor producción de hidrógeno verde motivan incrementos en la inversión total en el sistema de generación del país, que no es superada por la reducción en los costos de operación, resultando en un CME mayor en el caso de TE. Para la última década, se estima una prima verde de aproximadamente 65 USD/MWh.

Esta prima es un valor relevante, dado que las centrales térmicas retiradas del sistema desempeñaron un papel crucial al proporcionar una mayor flexibilidad, compensando la intermitencia inherente a la generación renovable. Al eliminar estas centrales, se requiere una inversión sustancial en tecnologías como baterías y sistemas de almacenamiento térmico concentrado (CSP), capaces de sustituir la función que cumplían las plantas térmicas, aunque con un costo de inversión más elevado.



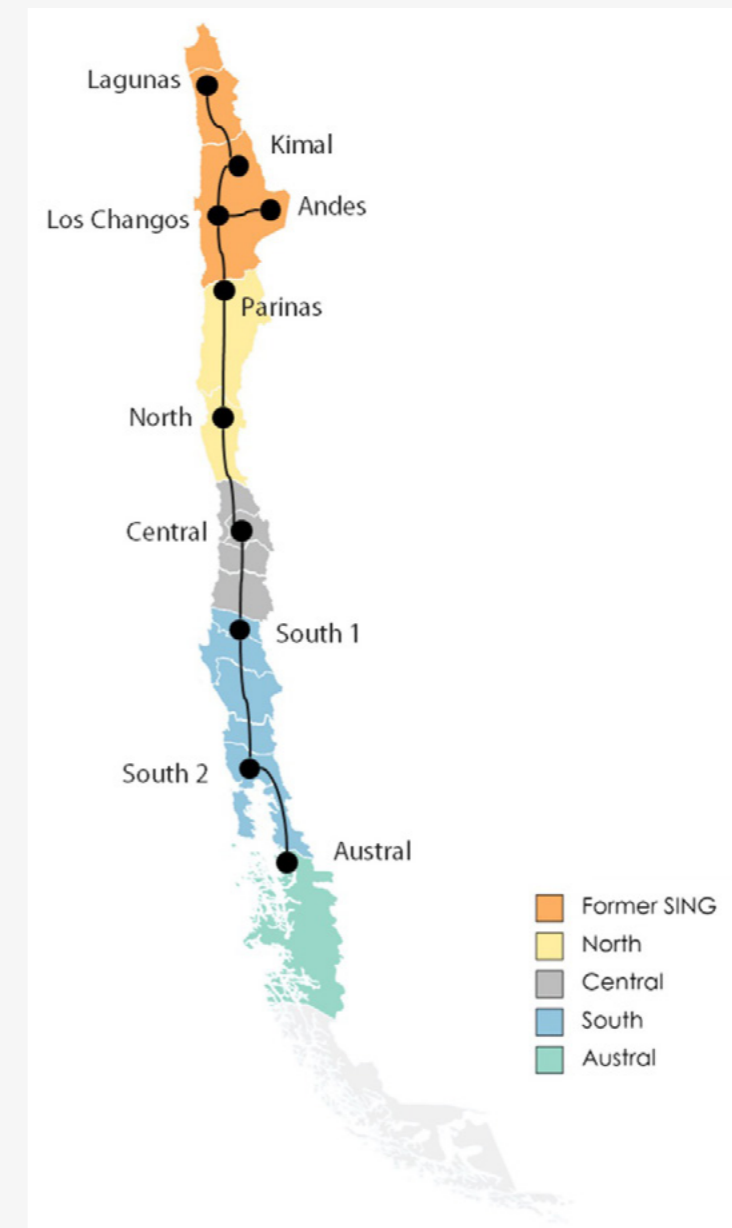
Inversiones en transmisión

El sistema chileno está dividido en cinco macrorregiones, siendo la Central la que concentra la mayor parte de la demanda del sistema. En términos de recursos eólicos, las regiones Sur y Norte son las que presentan las condiciones más propicias para la instalación de este tipo de tecnología. En cuanto al potencial solar, las mejores condiciones se encuentran en el extremo norte del país, zona donde presta servicio lo que antes se conocía como Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La figura 5.1 presenta un mapa del país destacando las áreas con mayor potencial para instalar centrales

eólicas y solares, respectivamente. En el **apéndice 5**, se presentan mapas que ilustran la velocidad promedio del viento por zonas y las áreas con mayor potencial fotovoltaico.

FIGURA 5.1

Representación de las macrorregiones de Chile y sus interconexiones



La transmisión se ha convertido en un obstáculo para la expansión del sistema eléctrico del país en los últimos años. Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional, el vertimiento de generación renovable en el norte de Chile en 2023 duplicó la cifra registrada en 2022. Para abordar problemas como este, hay varios proyectos en fase de planificación o ya en construcción, como la línea Kimal-Lo Aguirre, que se espera esté operativa en 2029.

El proyecto Kimal-Lo Aguirre, que involucra la construcción de la primera línea de transmisión de corriente continua del país, tiene impacto en la región Norte y abarca las comunas de Antofagasta, Taltal, María Elena y Sierra Gorda. Este proyecto incluye la instalación de la Subestación Convertidora Kimal, ubicada a 20 km de María Elena, punto de inicio de la línea de transmisión que se extiende hacia el sur, con una longitud aproximada de 1.400 km, hasta llegar a la Subestación Convertidora Lo Aguirre, en la región metropolitana. Este proyecto es una pieza clave en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que su diseño posibilita la utilización de una gran cantidad de energía limpia generada en el norte.

En los planes de expansión de la generación de este estudio, las energías renovables eólica, solar y CSP continúan ganando terreno en la matriz del sistema chileno. Con esta estrategia, es posible capturar los patrones de generación de cada una de las regiones del país y con esta información elaborar el modelo de optimización de la expansión de la generación, calculando la ampliación óptima teniendo en cuenta la asignación de cada tipo de planta en cada una de las macrorregiones. Los gráficos 5.31 y 5.32 muestran la capacidad total instalada de energía eólica y solar en cada una de las regiones en los casos de BAU y de TE hasta 2050.

GRÁFICO 5.31

Distribución de centrales solares en las regiones de Chile en ambos escenarios de expansión

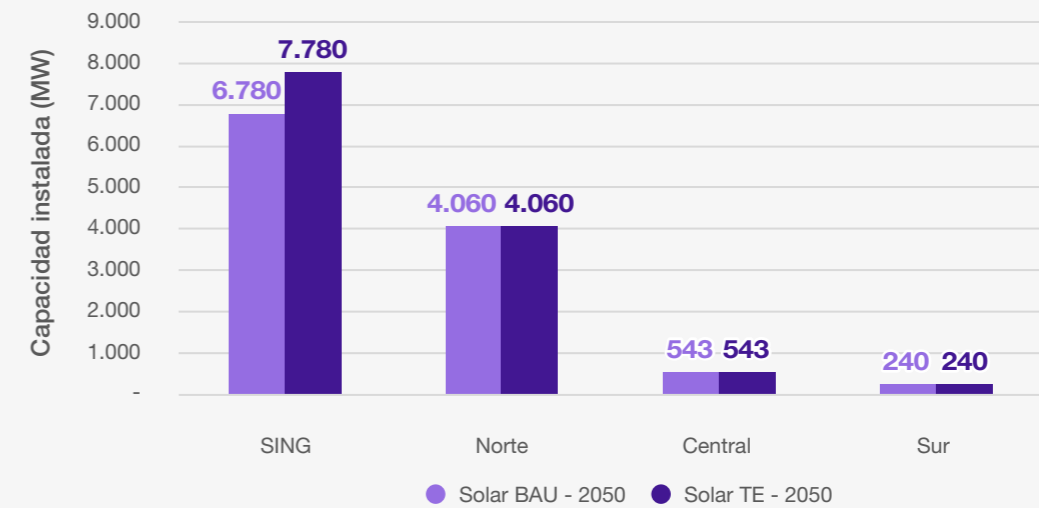
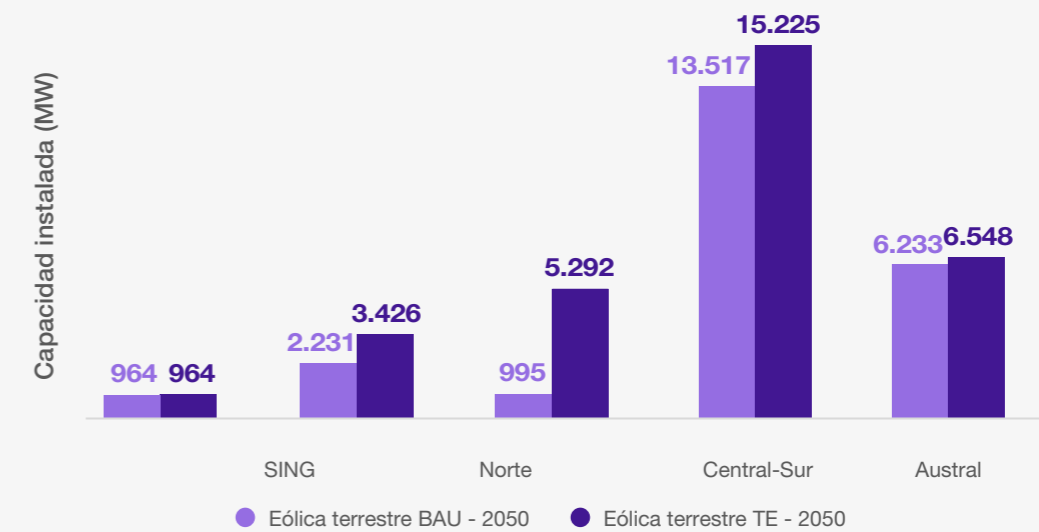


GRÁFICO 5.32

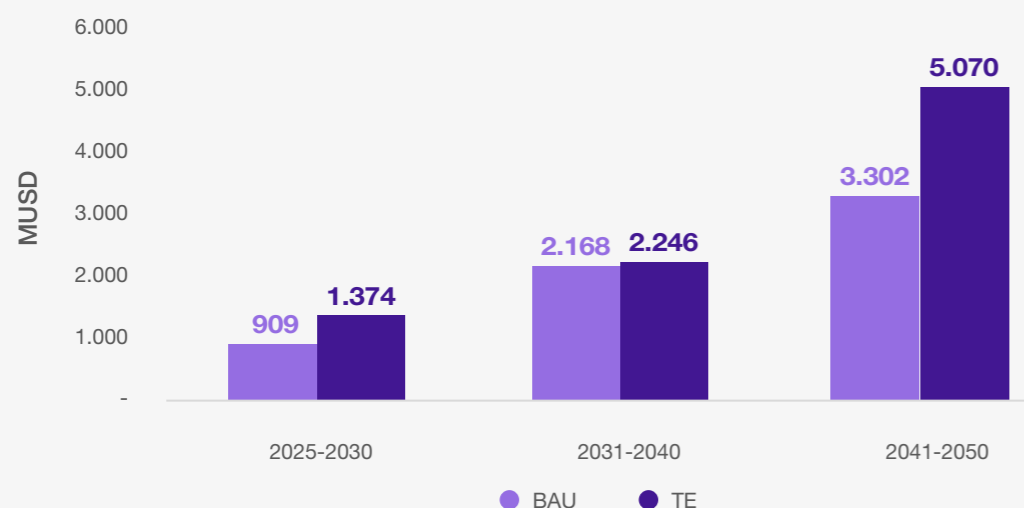
Distribución de centrales eólicas en las regiones de Chile en ambos escenarios de expansión



Con el propósito de incorporar estas adiciones de capacidad al sistema, se han planificado una serie de inversiones en la red de transmisión, tanto en el norte como en el sur del país. El gráfico 5.33 muestra una proyección de las inversiones en transmisión para cada década del estudio en los dos escenarios. La diferencia más notable en inversiones se observa en la última década, en la que existe una disparidad más significativa en la demanda entre los casos de BAU y de TE, cuando la mayoría de las centrales térmicas del sistema ya no están en operación. Como consecuencia, se requieren mayores inversiones en transmisión para integrar el aumento de capacidad de centrales eólicas (terrestre y marítima) y solares al sistema.

GRÁFICO 5.33

Inversiones en el sistema de transmisión chileno por década



En resumen, el potencial renovable en Chile se distribuye por todo el país, con las instalaciones eólicas concentradas principalmente en el sur y las plantas solares mayoritariamente en el norte. Actualmente, hay proyectos en marcha para aumentar la capacidad de exportación en el norte, con la previsión de ponerlos en funcionamiento antes de 2030. Para alcanzar la meta de descarbonización en el caso de TE, se prevé un aumento del 36 % en las inversiones en transmisión, principalmente debido a la mayor capacidad eólica añadida en algunas regiones.



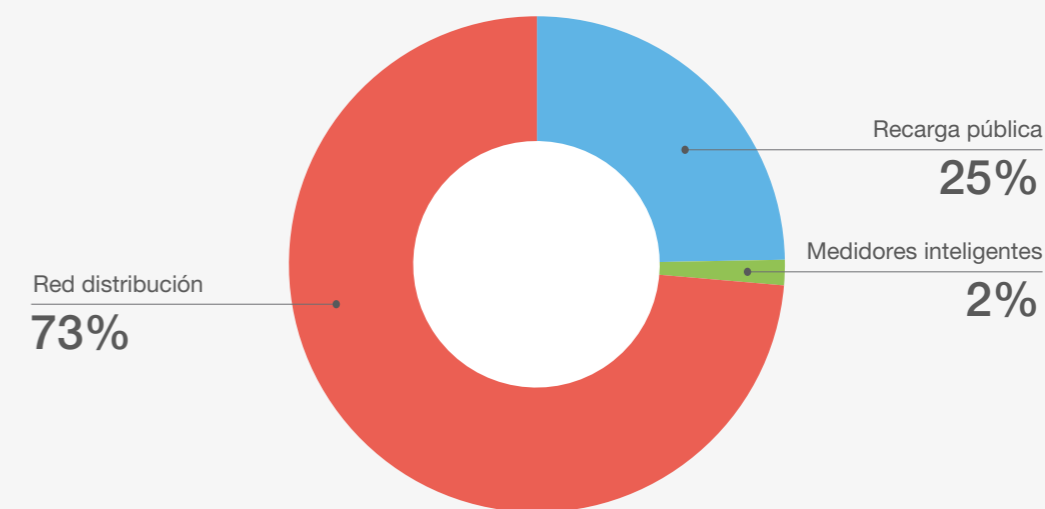
Inversiones en distribución

Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de los costos vinculados al impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular, el análisis se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad—, y en sus consecuencias, que resultan cuantificables.

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 3.000 millones¹⁵, repartidos como muestra el gráfico 5.34. La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes subapartados.

GRÁFICO 5.34

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



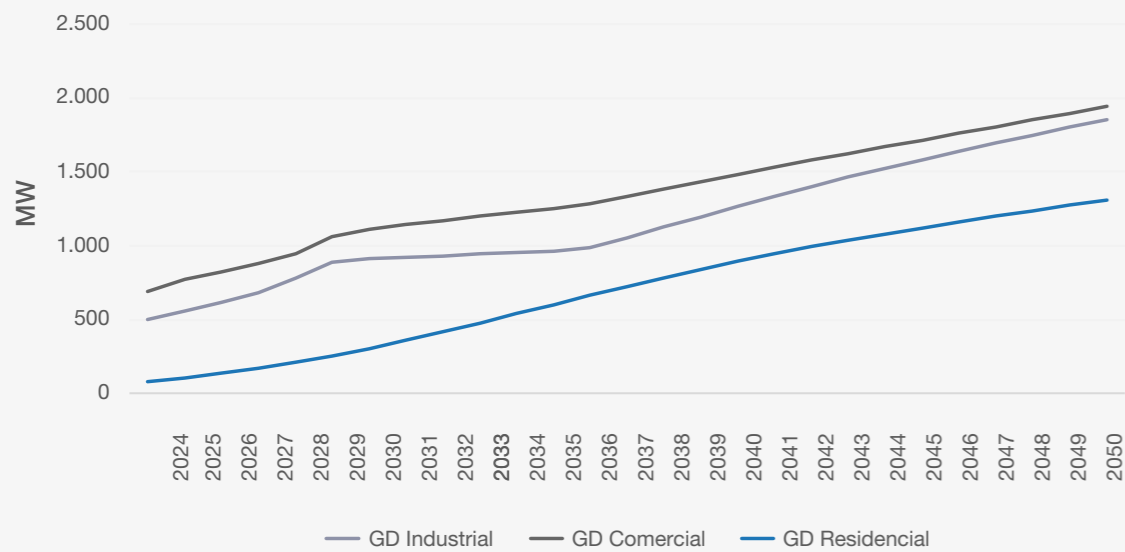
¹⁵ Considerando una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el cuadro A.8.4 del apéndice 8.

► Instalación de medidores inteligentes

Se espera que el despliegue de GD en Chile pase por cuatro periodos: el periodo 2025-2029, con un crecimiento de la GD instalada en los tres sectores; el periodo 2030-2036, con un aumento de la GD residencial y comercial, mientras que la industrial permanece prácticamente estancada; el periodo 2037-2043, en el que la GD industrial retoma tasas de crecimiento; y el periodo 2044-2050, cuando habrá un aumento en los tres sectores, aunque con una leve desaceleración para la GD residencial. Esto se debe a los supuestos adoptados para la expansión de esta tecnología, como se indicó en el capítulo 4.

GRÁFICO 5.35

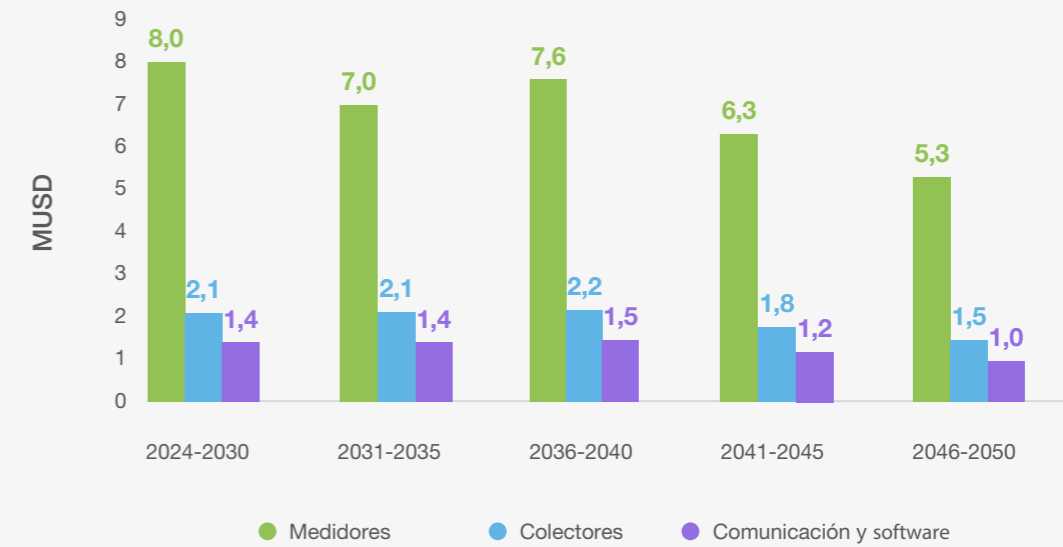
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia del desarrollo proyectado, en el perfil esperado para las inversiones se observa una ligera disminución en el periodo 2031-2035 por el estancamiento de la GD industrial y la disminución paulatina a partir de 2040 por la desaceleración en el crecimiento de la GD residencial.

GRÁFICO 5.36

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



► Inversiones en estaciones de recarga pública

El gráfico 5.35 muestra las proyecciones obtenidas para la instalación de cargadores públicos de corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.37

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

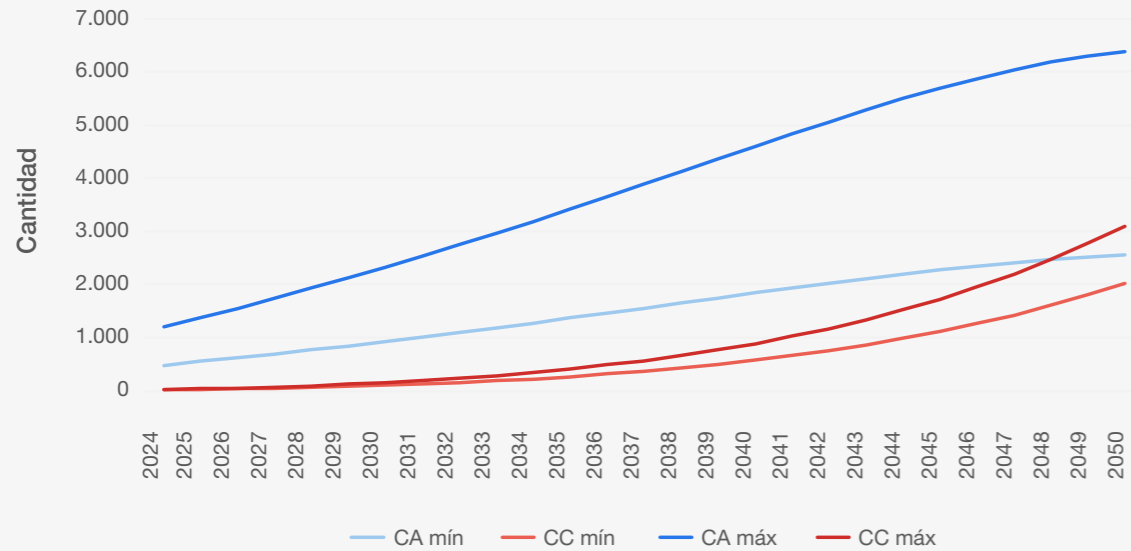
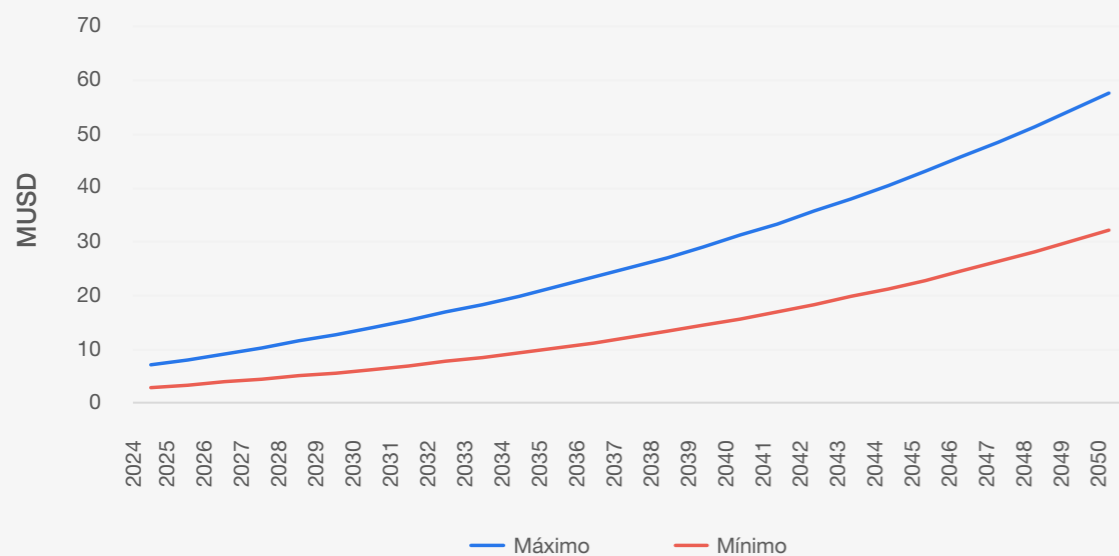


GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



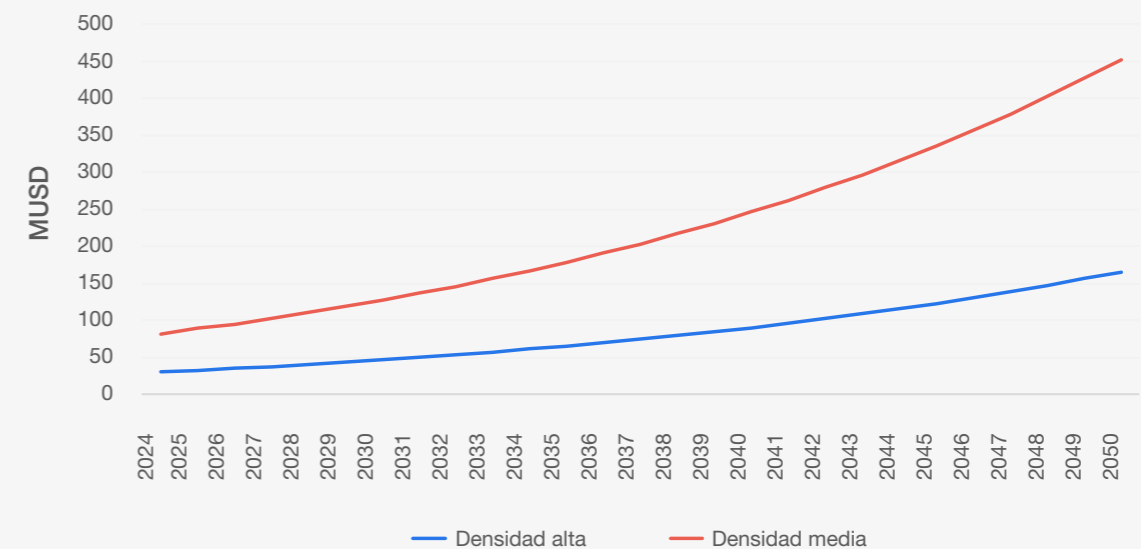
Como puede observarse en los dos gráficos, las inversiones en estaciones de recarga pública en Chile poseen un comportamiento exponencial, explicado principalmente por la cantidad de estaciones de CC que se instalarán en la red y, en menor medida, por la instalación de estaciones de CA. Los valores pueden superar los USD 10 millones anuales en 2026 y alcanzarán niveles del orden de los USD 30 millones a USD 60 millones anuales en 2050. Si bien esas cantidades pueden parecer modestas al compararlas con las inversiones estimadas por refuerzos requeridos en la red de distribución, la cantidad de estaciones de recarga a instalar será elevada. Por este motivo, resulta particularmente importante la publicación del reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos en todo el territorio chileno.

Refuerzo de la red de distribución

De acuerdo con los cálculos realizados, las inversiones en refuerzos del sistema de distribución por incremento de la demanda, debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar los USD 130 millones anuales en 2030, USD 250 millones anuales en 2040 y USD 450 millones anuales hacia 2050.

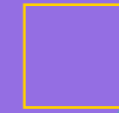
GRÁFICO 5.39

Inversiones anuales en la red de distribución



En cuanto a su evolución, puede observarse que las inversiones tienen un crecimiento significativo durante los primeros años y, posteriormente, adquieren un perfil levemente exponencial, siguiendo el incremento de la demanda por la electrificación.

6



Ejes de acción en Chile



» El estudio demuestra que hay diferentes frentes de actuación para avanzar en la transición energética en América Latina y el Caribe. Los esfuerzos necesarios y su priorización dependen del estatus de cada país con respecto a diferentes temas, tales como su matriz eléctrica actual y el entorno regulatorio para recibir inversiones en tecnologías de bajo carbono.

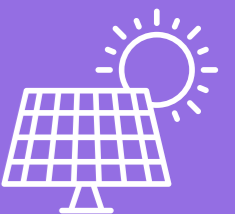
Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para determinar el posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo del informe se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico chileno.

Primero, como se señala en los planes de expansión de este informe, por razones principalmente económicas, las energías renovables dominarán la expansión de los sistemas eléctricos. De tal manera, el apoyo a las inversiones o la financiación de tecnologías maduras de bajo carbono es una ruta clara de actuación en las próximas décadas. Estas tecnologías incluyen las de energías renovables, como la eólica y la solar, ya consideradas maduras, e infraestructura de transmisión y distribución de energía, que también serán elementos centrales en la transición energética.

Sin embargo, la participación en estas inversiones es distinta en los diferentes países, pues en algunos de ellos, la transición energética es un proceso en curso. Hay países que ya cuentan con un entorno regulatorio y de mercado propicio para recibir estas inversiones (por ejemplo, tienen un largo historial de subastas de generación renovable y de transmisión, entradas exitosas de tales infraestructuras en sus sistemas eléctricos etc.). En otros países, la inversión en estas tecnologías, aunque maduras desde el punto de vista tecnológico, no es un proceso tan inmediato, pues el entorno técnico y regulatorio es más

incipiente, requiriendo un proceso de aprendizaje y madurez, no solamente de las autoridades, sino también de los inversionistas o financiadores sobre el funcionamiento del mercado en cuestión. Dado lo anterior, la inversión en tecnologías maduras de bajo carbono se dividió en dos ejes de acuerdo con el país de actuación (ambos en el lado izquierdo de la figura 6.1).

Complementando los dos ejes anteriores, se ha identificado otro eje de acción relevante para la transición energética en América Latina y el Caribe, que se relaciona justamente con el fortalecimiento institucional y técnico de los sectores eléctricos de los países. Este fortalecimiento podría lograrse a través de diferentes acciones. Una de ellas es el desarrollo o contratación de estudios orientados a mejoras técnicas y regulatorias en temas distintos, como la operación, la planificación, el diseño de mercado, las subastas y las nuevas tecnologías, entre otros. Otra posible acción específica sería la creación de grupos de trabajo especializados, con expertos en esos ámbitos.



La promoción de programas de capacitación a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo que todavía existen en la región o preparar a los países para afrontar los nuevos desafíos regulatorios y tecnológicos.

Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos como la descarbonización del transporte a través de la electromovilidad y de parte de la industria a través del hidrógeno verde. Ya por el lado de la oferta, se identificó de forma contundente la mayor necesidad de elementos que brinden flexibilidad a los sistemas eléctricos, tales como baterías, centrales de bombeo y termoeléctricas con captura de carbono —de los cuales, ninguno tiene una presencia significativa actualmente en los países de América Latina y el Caribe y, además, enfrentan brechas tecnológicas, económicas y regulatorias importantes para alcanzar su madurez.

Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más promisoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones concretas (primero, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe



El entorno del mercado chileno fue analizado para cada uno de los cuatro ejes mencionados anteriormente. El país está más alineado con el eje 1 que con el eje 2, debido a la alta participación de las energías renovables en la matriz de generación: a fines de marzo de 2024, la solar y eólica representaban más del 40 % de la capacidad instalada total del sistema.

Las subastas de energía de largo plazo en Chile son neutrales en tecnología, lo que históricamente permitió la participación de renovables en estas subastas (desde 2022, la participación de centrales de carbón y combustibles líquidos está prohibida). El mercado libre de Chile, que representa actualmente más del 60 % de la demanda total, también ha viabilizado gran parte de la expansión

renovable en el país. En este mercado, los grandes consumidores firman contratos bilaterales con activos de generación y, en los últimos años, estos usuarios han buscado en gran medida contratos con centrales renovables, que son más competitivos.

Si bien tanto las subastas reguladas como los contratos bilaterales en el mercado han sido importantes para la expansión renovable en el país, cabe resaltar que, en general, estos proyectos asumen altos riesgos debido a las características de los contratos. La gran mayoría de estos contratos son del tipo “pague lo generado”, asignando el riesgo precio-cantidad al generador, que debe entregar energía de acuerdo con el perfil del consumidor. Además, la saturación de las energías renovables (principalmente solar) ha provocado un cambio en el perfil de los precios de la energía, que son constantemente bajos (e incluso nulos) durante el día (curva del pato), lo que se traduce en bajos retornos en el mercado de corto plazo para estas fuentes.

Además, con relación al avance de la transición energética, Chile cuenta con un programa gubernamental de desmantelamiento de todas las centrales de carbón del sistema para 2035, incluyendo la salida o conversión de siete centrales hasta 2025 (meta que ya fue en gran parte cumplida). Las renovables continuarán desempeñando un papel clave en la sustitución de la generación de carbón en los próximos años. En este sentido, las actividades de los agentes en Chile podrían centrarse en apoyar financieramente estos proyectos renovables para que continúen implementándose, puesto que el entorno del mercado ya brinda mecanismos que permiten su participación y desarrollo.

Respecto al eje 3, se puede trabajar con los agentes del sistema, contribuyendo a las discusiones regulatorias y técnicas para mejorar el funcionamiento del mercado. Las propuestas de cambios generalmente pasan por procesos de consulta pública, en los que los agentes interesados pueden someter sugerencias y observaciones. Desde hace algunos años, el país viene estudiando varios cambios regulatorios y de mercado, como, por ejemplo, el perfeccionamiento del mecanismo de pago por capacidad a las centrales (incluyendo el reconocimiento de la potencia firme a recursos de almacenamiento y centrales híbridas), propuestas de diseño de subastas exclusivas para sistemas de almacenamiento, el cambio para un mecanismo de precios por ofertas y la introducción de la figura del agente de comercialización de energía, entre otros.

Con relación al eje 4, se puede decir que Chile se encuentra en una etapa relativamente avanzada en cuanto al desarrollo de nuevas tecnologías, ya sea en la implementación de nuevos recursos, sea en regulaciones existentes o al menos en fase de discusión para permitir su implantación en el sistema. Por ejemplo, los recursos de almacenamiento, las centrales de generación híbridas y la generación distribuida ya se encuentran en desarrollo en el país. En este sentido, se podría actuar facilitando mecanismos de financiamiento con el fin de promover una expansión aún mayor de estas tecnologías en el sistema.

Con respecto al almacenamiento, la acentuada curva del pato en los precios de la electricidad, provocada por la saturación de la energía solar en el sistema, posibilitó el uso de baterías en la prestación de servicios de electricidad (*time shifting*). Ya hay proyectos de BESS en operación, que representan cerca de 440 MW, a lo que se suman cerca de 3 GW en proyectos aprobados y en desarrollo (CNE, s. f.). Sin embargo, hay algunos puntos pendientes en la normativa de promoción del almacenamiento y el diseño de la subasta exclusiva de esta tecnología.

En la última subasta de largo plazo de 2022, dos proyectos híbridos fueron vencedores y están en desarrollo (uno de solar con almacenamiento y otro de solar y eólica). El proyecto que combina la fuente solar y eólica, por ejemplo, se podrá beneficiar de la complementariedad horaria de estas fuentes, ya que en algunas regiones del país la generación eólica tiende a ser mayor durante la noche.

La generación distribuida posee una regulación bien definida de *net billing* para el autoconsumo e incentivos para la instalación de paneles solares en las residencias. Además, ofrece beneficios para la inyección (y venta) de electricidad en la red bajo el esquema de pequeños medios de generación distribuida (PMGD) menores que 9 MW, lo que ha permitido un gran despliegue de estos recursos en el sistema, alcanzando más de 3 GW instalados a finales marzo de 2024.

Por otro lado, si bien aún no ha habido un despliegue tan grande de otras tecnologías, como los vehículos eléctricos, el hidrógeno verde y en materia de eficiencia energética, las regulaciones relacionadas con ellas ya están definidas o al menos en discusión. Para estos segmentos, se podrían plantear incentivos al uso de las nuevas tecnologías y facilitar la financiación para su adquisición.

Por ejemplo, con relación a los vehículos eléctricos, hay la Estrategia Nacional de Electromovilidad del Ministerio, la Ley 21505 de promoción del uso de vehículos eléctricos, además de un reglamento relacionado con la implantación de estaciones de carga. Sin embargo, se requiere una mayor expansión de la infraestructura de recarga para acomodar el despliegue de los vehículos.

Con respecto a la eficiencia energética, está la Ley 21305 de 2021 que promueven el uso eficiente y racional de la electricidad y estipula que el Ministerio debe elaborar cada cinco años un Plan Nacional de Eficiencia Energética para el sector residencial, de la edificación y el transporte, la producción y la educación, entre otros. Sin embargo, aún no se observa un despliegue sustancial de la eficiencia energética en el país.

Finalmente, existe el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, el cual se enmarca en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de 2020 del Ministerio de Energía, que contempla planes para transformar a Chile en un país líder en producción, uso doméstico y exportación del insumo. En 2021, se llevó a cabo una iniciativa del Ministerio que incluía, por un lado, una ronda de financiamiento (fondo CORFO) de USD 50 millones para proyectos piloto de hidrógeno verde (electrolizadores hasta 10 MW de capacidad) y, por el otro, un programa financiero con aportes del BID, el Banco Mundial, el Banco de Desarrollo de Alemania y la Unión Europea, que ayudará a catalizar inversiones privadas en proyectos (Gobierno de Chile, 2023b).






En resumen, se ha avanzado con la implementación de proyectos y, si bien la regulación acerca de la tecnología aún se encuentra en desarrollo, la coordinación entre las distintas áreas involucradas está definida. El cuadro 6.1 sintetiza los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Chile

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos más bajos (alta saturación) y riesgos más altos (acuerdo de compraventa con la fórmula "pague lo demandado")	 Transición ya en curso (renovables con alta participación)	 Mercado renovable ya desarrollado (participación superior al 40 % en capacidad)
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Importante para adaptar el entorno del mercado a la transición	 Propuestas de cambios técnicos y regulatorios pasan por consultas públicas
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (centrales híbridas, almacenamiento, etc.)	 Nuevas tecnologías serán importantes para sustituir la salida de centrales de carbón	 Etapa relativamente avanzada, carece de algunas regulaciones

Leyenda:

-  El país no tiene dominio del tema.
-  El país se encuentra en un estado inicial de desarrollo.
-  Hay acciones que están siendo discutidas o implementadas en el país (como subastas de energía), pero aún es un tema incipiente.
-  Hay acciones, como la publicación de hojas de ruta, la promulgación de regulaciones y el desarrollo de proyectos.
-  El país domina el tema.

7

Conclusiones



» El análisis de las políticas energéticas en Chile destaca varias áreas de mejora y desafíos pendientes. En cuanto a las ERNC, aunque Chile ha superado las metas que se fijó para 2025 en términos de participación de estas fuentes en la generación eléctrica, todavía enfrenta desafíos para la integración efectiva de estas energías al sistema, especialmente en regiones medianas, donde se necesitan mejoras en la red y posiblemente sistemas de almacenamiento.

En cuanto a la electromovilidad, a pesar de los objetivos ambiciosos establecidos para la penetración de vehículos eléctricos, aún queda por evaluar la efectividad de las medidas implementadas, especialmente en términos de infraestructura de carga y regulación.

Además, se han establecido estrategias para promover el desarrollo del hidrógeno verde, pero tiene que elaborar reglamentos específicos e infraestructura necesaria para su uso como combustible de transición.

Otros desafíos incluyen la adopción de redes y medición inteligentes y la incorporación del gas natural como vector de transición.

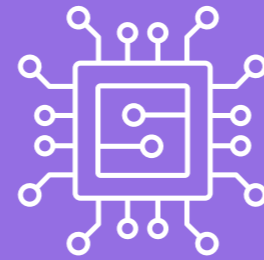
En conclusión, el análisis detallado de la expansión del sistema eléctrico chileno revela una transición significativa hacia una matriz más limpia y renovable. Los datos de 2024 muestran que el país cuenta con una capacidad instalada de 34 GW, en su mayoría alimentada por fuentes renovables, destacando la energía solar y las hidroeléctricas.

El caso de BAU muestra una expansión masiva de la capacidad con fuentes renovables, especialmente eólica y solar. Además, se destaca la incorporación de tecnologías de almacenamiento y plantas térmicas a gas natural, que son

esenciales para compensar la variabilidad de la energía durante los períodos sin generación solar disponible.

El perfil de generación en el escenario de BAU refleja una transición hacia un sistema aún más renovable, en el que más del 80 % de la demanda estaría cubierta por fuentes de este tipo en el corto plazo (véase el **gráfico 5.25**). Sin embargo, se evidencia un desafío en la gestión de la variabilidad de la generación solar, ilustrada por la curva del pato pronunciada de los costos marginales, que son más altos por la noche. La proyección hasta 2050 muestra un aumento en la participación de fuentes renovables, especialmente eólica, con la necesidad continua de tecnologías de almacenamiento.

En el caso de TE, el objetivo de desactivar las centrales termoeléctricas para tener un sistema eléctrico libre de emisiones se logra en la segunda mitad de la



década de 2040. La capacidad renovable alcanza el 80 %, destacando el papel creciente de las plantas de energía solar concentrada (CSP). Se observa también una reducción significativa en la generación termoeléctrica, especialmente después de la retirada de las centrales de carbón.

La comparación entre los casos de BAU y de TE revela diferencias en la proyección de la demanda, con un aumento significativo en el caso de transición debido a una mayor electrificación del parque automotor. La retirada de las centrales termoeléctricas en TE impulsa la expansión de tecnologías renovables y de almacenamiento, favoreciendo un descenso del nivel de emisiones en ambos escenarios, particularmente hasta 2035, aunque es más pronunciada en el de transición, donde además continúan bajando con suavidad hasta el final del horizonte (véase el **gráfico 5.26**).

La expansión esperada del sistema supone costos de inversión en generación de USD 52.578 millones en el escenario de continuidad y de USD 94.741 millones en el de transición (véase el **gráfico 5.28**). Eso implica costos de inversión un 80 % mayores en el caso de TE que el caso de BAU. No obstante, se observa una disminución en los costos operativos. Esto conlleva a una reducción gradual de los costos marginales de operación a largo plazo.

Cabe destacar que aún existen desafíos en la integración efectiva de las ERNC al sistema eléctrico, especialmente en los sistemas medianos del país. Por ende, se requerirán refuerzos en la red y posiblemente sistemas de almacenamiento para evitar vertimientos de energía económica.

El análisis de inversiones en transmisión destaca la importancia de superar obstáculos para la expansión del sistema, especialmente en regiones con alto potencial renovable. Proyectos como la línea de corriente continua Kimal-Lo Aguirre buscan abordar los desafíos de la transmisión y permitir el aprovechamiento de la energía limpia generada en el norte. Las simulaciones indican un incremento del 36 % en los costos de inversión en transmisión entre el escenario de BAU y el de TE, ya que pasan de USD 6.379 millones en el primer caso a USD 8.691 millones en el segundo (véase el **gráfico 5.33**).

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 73 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por

electromovilidad, con valores que llegan a los USD 2.200 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

La evaluación de la prima verde revela un aumento en los costos marginales de expansión en TE, especialmente en la última década, cuando se estima que será de aproximadamente 65 USD/MWh (véase el **gráfico 5.30**). Este valor destaca la necesidad de inversiones sustanciales en tecnologías de respaldo, como baterías y sistemas de almacenamiento térmico concentrado, para compensar la retirada de las centrales térmicas.

El análisis del mercado chileno relativo a los ejes de acción muestra, en primer lugar, la alta presencia de energías renovables en la matriz energética actual, especialmente la solar y eólica, que representan más del 40 % de la capacidad instalada total. Las subastas de energía a largo plazo en el país han sido neutrales en tecnología, permitiendo la participación de renovables. Sin embargo, los proyectos renovables enfrentan riesgos debido a los contratos mayoritariamente basados en el “pague lo generado”, lo que afecta a los retornos en el mercado de corto plazo.

En segundo lugar, Chile avanza en su transición energética con un programa gubernamental para eliminar las centrales de carbón hasta 2035, lo que impulsa el papel de las renovables en la sustitución de generación.

Por otro lado, el país está desarrollando nuevas tecnologías, como el almacenamiento y las centrales híbridas, con proyectos en marcha y una regulación en desarrollo. Además, la generación distribuida, los vehículos eléctricos y el hidrógeno verde tienen regulaciones establecidas o en discusión, pero requieren una mayor expansión e infraestructura para su despliegue efectivo. En este contexto, el apoyo financiero de instituciones y agentes del sector privado puede ser crucial para promover el desarrollo de estas tecnologías y facilitar su implementación en el sistema energético chileno.

El país muestra un compromiso con la descarbonización, pero la gestión de la variabilidad y la inversión en tecnologías de respaldo serán cruciales para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en el futuro. En tal sentido, son importantes los avances regulatorios dados en materia de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, que permitieron las primeras instalaciones de este tipo en el país, con inversiones privadas.

Finalmente, en términos de nuevas tecnologías de transición energética, se destacan las ambiciones y objetivos indicados en los planes nacionales de hidrógeno verde, que demandan la necesidad de redactar reglamentos y construir infraestructura asociada para colocar al país en un lugar relevante de la cadena de producción y distribución global.

Referencias

- Agencia de Sostenibilidad Energética (2023). *Etiquetado de artefactos domésticos*. <http://old.acee.cl/576/propertyvalue-12980.html>
- ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06*. Working Papers 58964. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). *Población, total. Bolivia*. Obtenido de <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=BO>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- Banco Mundial (s. f.). *Chile green hydrogen facility to support a green, resilient and inclusive economic development*. Grupo Banco Mundial [sitio web]. Proyectos y operaciones: <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P177533>
- Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. Management Science 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (2022). *Logros recientes en GD en Chile*. Energía para el futuro [blog]. <https://blogs.iadb.org/energia/es/chile-lider-regional-en-el-avance-de-una-transicion-energetica-limpia-sostenible-y-justa-con-compromiso-social/>
- BID (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- BID (s.f.). *Apoyo para una transición energética justa, limpia y sostenible*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/CH-T1253>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.

- CEN (2022). *Hoja de ruta para una transición energética acelerada. Planificación y desarrollo*. Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/>
- CEN (s. f.). *Infotécnica. Instalaciones en operación*. Santiago de Chile: Coordinador Eléctrico Nacional. <https://infotecnica.coordinador.cl/info/lineas>.
- Centro de Energía UC (2020). *Proposición de estrategia regulatoria del hidrógeno para Chile*. GIZ y Ministerio de Energía. https://energia.gob.cl/sites/default/files/proposicion_de_estrategia_regulatoria_del_hidrogeno_para_chile.pdf
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas. Energy futures and options*. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CNE (2022a). *Anuario estadístico de energía 2022*. Santiago. Comisión Nacional de Energía. https://comisionenergia-my.sharepoint.com/personal/infoestadistica_cne_cl/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Finfoestadistica%5Fcne%5Fcl%2FDocuments%2Fenergia%5Fabierta%2FCentro%5Fde%5Finformacion%2FReportes%2F
- CNE (2022b). *Resolución Exenta n.º 410*. Comisión Nacional de la Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/05/Resolucion-Exenta-No-410-Proyectos-en-Construccion.pdf>.
- CNE (s. f.). *Estadísticas. Electricidad*. Comisión Nacional de la Energía. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.
- EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023b). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf
- Eterovic Martí, D. M. (2023). *Avances y desafíos en torno a la regulación del hidrógeno verde en Chile*. Revista de Derecho Aplicado LLM UC, (10). <https://doi.org/10.7764/rda.10.49971>
- FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>.

- Generadoras de Chile (2017). *Histórica interconexión eléctrica SIC - SING*. <https://generadoras.cl/prensa/historica-interconexion-electrica-sic-sing>.
- GIZ (2021). *Principales implicancias de la conexión de proyectos de hidrógeno en sistemas medianos*.
- Gobierno de Chile (2022). *Ley 21455. Ley Marco de Cambio Climático*. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286&idParte=10341110&idVersion=2022-06-13>.
- Gobierno de Chile (2023a). *Decreto 12. "Aprueba reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos"*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1192244>
- Gobierno de Chile (2023b). *Gobierno presenta fondo por US\$ 1.000 millones para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Chile. Chile Avanza Contigo* [web]. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-fondo-por-us-1000-millones-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde-en-chile>
- Gobierno de Chile (2023c). *Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/plan_de_accion_hidrogeno_verde_2023-2030.pdf
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). *Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates*. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.
- Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Islam, T. (2014). *Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data*. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Ministerio de Energía (2018). *Modificaciones a la Ley 20571 de generación distribuida*. Chile Avanza Contigo [web]. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/modificaciones-la-ley-20571-de-generacion-distribuida>
- Ministerio de Energía (2020a). *Balance nacional de energía*. Chile Avanza contigo [web]. <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>

- Ministerio de Energía (2020b). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Santiago: Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energía (2021a). *Estrategia Nacional de Electromovilidad*. Santiago: Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf
- Ministerio de Energía (2021b). *Etiquetados de eficiencia energética. Calificación energética de viviendas y edificios*. Chile Avanza Contigo [web]: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/etiquetados-de-eficiencia-energetica-calificacion-energetica-de-viviendas-y-edificios>
- Ministerio de Energía (2021c). *Programa Con Buena Energía llega a todo Chile*. Chile Avanza Contigo [web]: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/programa-con-buena-energia-llega-todo-chile#:~:text=El%20programa%20Con%20Buena%20Energ%C3%ADa,mejorar%20su%20calidad%20de%20vida>
- Ministerio de Energía (2022). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026*. Santiago: Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/eficiencia-energetica_16-nov.pdf
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Annual Technology Baseline [base de datos]. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>
- OHMIO Energía (2022). *Principales implicancias de la conexión de proyectos de hidrógeno en sistemas medianos*. Santiago de Chile: GIZ.
- OLADE (s. f.). *Coordinador Eléctrico Nacional de Chile y La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) firman acuerdo de cooperación*. Organización Latinoamericana de Energía. <https://www.olade.org/noticias/coordinador-electrico-nacional-de-chile-y-la-organizacion-latinoamericana-de-energia-olade-firman-acuerdo-de-cooperacion/>
- Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022*. Con datos de Ember, 2024. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>
- PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>
- PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/OptgenFolderEng.pdf>

PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/SDDPFolderEng.pdf>

Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. The University of Texas at Austin. <https://www.conservativetexasforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>.

Rogers, E. (2003). *The diffusion of Innovation*. 5.a Edición. Free Press.

Schmidt-Hebbel, K., Quiroz, J., Givovich, F., Rojas, M. y Araya, F. (2020). *El rol del gas natural en la transición energética: Chile 202-2050*. https://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2020/07/Estudio-final_El-Rol-del-Gas-Natural-en-la-Transición-Energética-de-Chile.pdf.

Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*. Association for the Advancement of Artificial Intelligence Fall Symposium. Technical Report.

U.S Department of Energy. (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center. <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations>

Urteaga, J. y Hallack, M. (2021). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe ¿por qué importa?* Energía para el futuro [blog]. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://blogs.iadb.org/energia/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-por-que-importa/#:~:text=La%20ef>.

Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Zhang, F. (26 de julio de 2013). *How fit are feed-In tariff policies?* Sustainable Energy for All [blog]. <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

Adiciones de capacidad en el sistema chileno en el caso de BAU (MW)

Año	Hidráulica	Biomasa	Gas natural	Geotérmica	Solar	Eólica terrestre	Eólica marítima	Batería	Bombeo	CSP
2024	149	-	-	-	1.473	834	-	285	-	-
2025	74	319	-	-	600	-	-	304	-	-
2026	200	-	-	-	400	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	200	241	-	389	-	-
2028	300	-	-	-	200	192	-	200	-	-
2029	-	-	400	-	-	512	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	200	473	-	193	-	-
2031	-	-	400	-	-	581	-	-	-	-
2032	300	-	-	-	200	684	-	314	-	-
2033	200	-	-	-	400	760	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-	707	-	400	-	-
2035	200	-	-	-	200	753	-	300	-	-
2036	-	-	200	-	-	593	-	300	-	200
2037	-	-	-	-	400	637	-	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	848	-	400	-	-

Año	Hidráulica	Biomasa	Gas natural	Geotérmica	Solar	Eólica terrestre	Eólica marítima	Batería	Bombeo	CSP
2039	-	-	200	-	-	748	-	200	-	300
2040	300	-	-	-	-	956	-	200	-	-
2041	-	-	-	-	-	1.175	-	420	-	400
2042	-	-	-	-	-	1.616	-	275	-	-
2043	-	-	250	-	-	1.220	-	252	-	400
2044	500	-	-	-	-	1.076	-	273	-	-
2045	600	-	-	-	-	992	-	320	-	400
2046	-	-	500	-	-	784	100	320	-	300
2047	-	-	-	218	-	785	250	-	250	100
2048	-	-	500	343	-	337	-	400	-	-
2049	-	-	-	140	-	770	250	-	350	300
2050	-	-	250	-	-	997	-	400	400	400
Total	2.823	319	2.700	700	4.273	19.267	600	6.145	1.000	2.800

CUADRO A 1.2

Adiciones de capacidad en el sistema chileno en el caso de TE (en MW)

Año	Hidráulica	Biomasa	Geotérmica	Solar	Eólica terrestre	Eólica marítima	Batería	Bombeo	CSP
2024	149	0	0	1.473	834	0	285	0	0
2025	74	319	0	700	700	0	250	0	0
2026	0	0	0	500	580	0	300	0	0
2027	300	0	0	400	762	0	200	0	0
2028	200	0	0	300	810	0	150	0	0

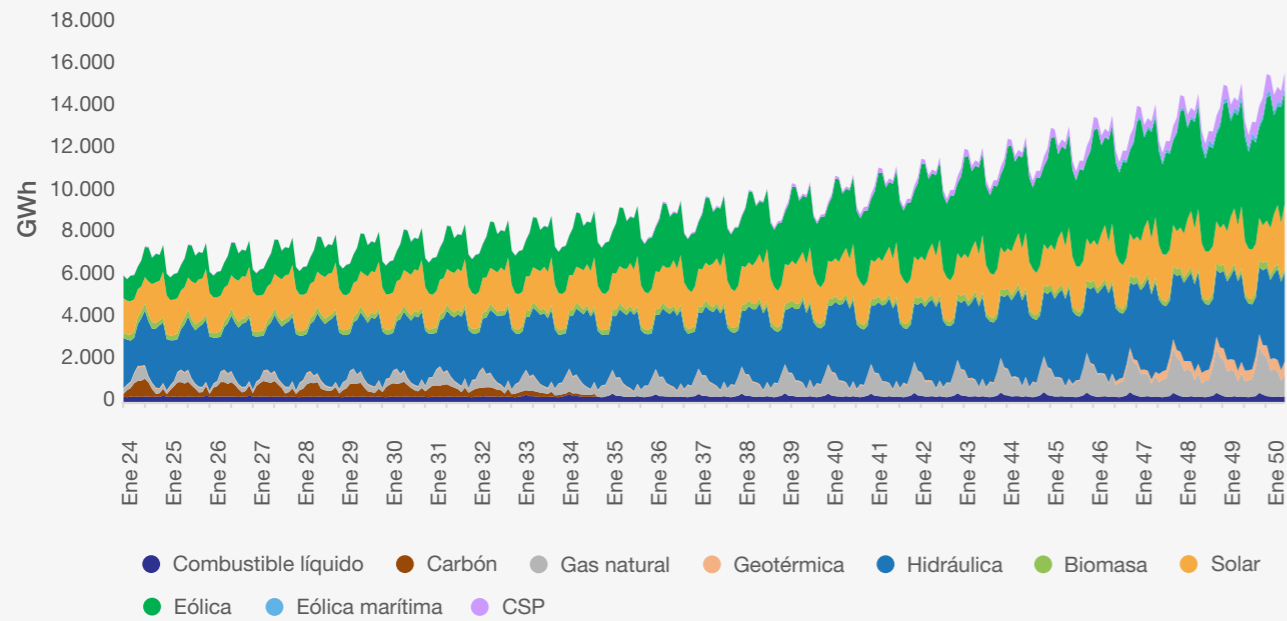
Año	Hidráulica	Biomasa	Geotérmica	Solar	Eólica terrestre	Eólica marítima	Batería	Bombeo	CSP
2029	0	0	0	300	1.095	0	200	0	0
2030	300	0	0	200	989	0	350	0	0
2031	0	0	0	200	827	0	500	0	0
2032	200	0	0	300	801	0	700	0	0
2033	200	0	0	0	703	0	400	0	0
2034	0	0	0	400	913	100	450	0	0
2035	150	0	0	0	771	0	400	0	0
2036	0	0	0	300	1.421	150	450	0	0
2037	150	0	0	0	662	0	400	0	0
2038	500	0	0	200	633	150	550	0	0
2039	0	0	0	0	237	600	500	0	0
2040	400	0	0	0	0	0	650	350	0
2041	0	0	0	0	1.327	0	650	250	376
2042	0	0	0	0	1.022	700	350	400	444
2043	0	0	0	0	1.435	0	600	300	240
2044	650	0	0	0	1.151	0	450	350	860
2045	750	0	100	0	2.006	0	350	300	280
2046	850	0	100	0	1.560	0	450	450	0
2047	0	0	100	0	681	550	600	500	952
2048	450	0	0	0	1.007	550	600	450	1.372
2049	250	0	200	0	2.117	650	469	500	1.476
2050	0	0	200	0	1.737	650	731	550	740
Total	5.573	319	700	5.273	26.781	4.100	11.985	4.400	6.740

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

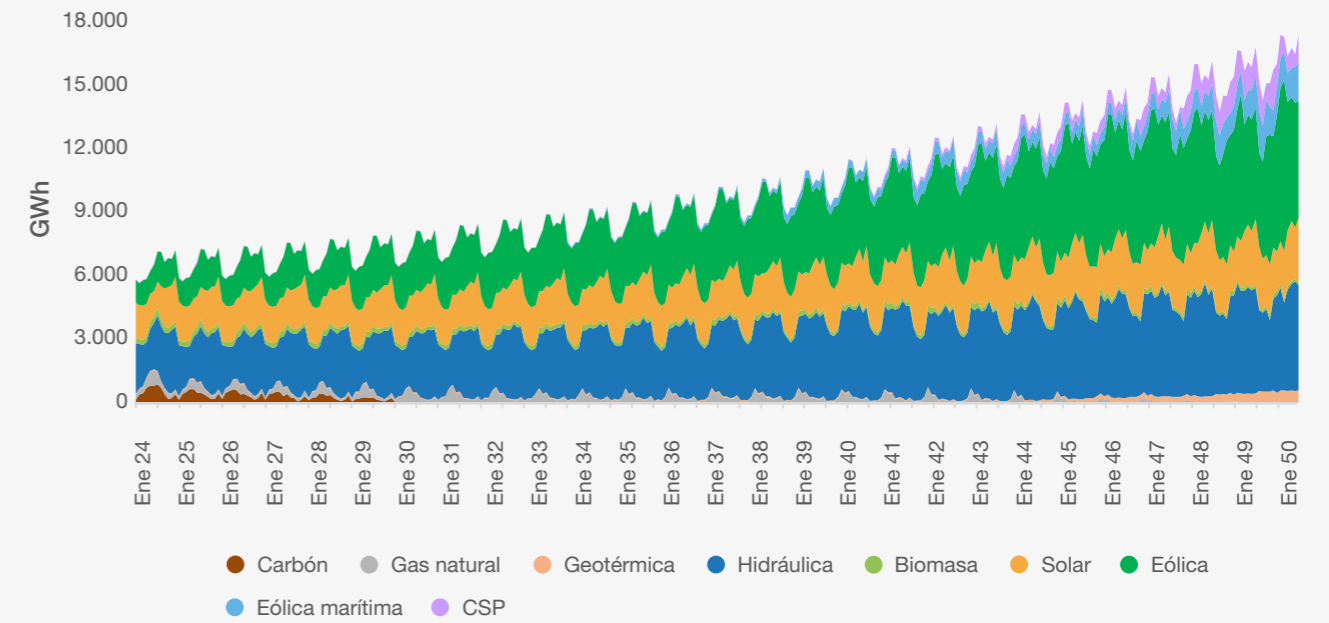
CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema chileno en el caso de BAU



CUADRO A 2.2

Generación mensual en el sistema chileno en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Chile (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	3.025	3.025
2025	1.255	2.084
2026	786	1.241
2027	686	1.986
2028	1.210	1.666
2029	1.013	1.492
2030	681	2.104
2031	1.062	1.296
2032	1.803	1.928
2033	1.484	1.419
2034	929	1.614
2035	1.758	1.338
2036	1.762	2.077
2037	837	1.217
2038	1.017	2.507

Año	Casos	
	BAU	TE
2039	2.181	1.587
2040	1.701	2.135
2041	3.128	3.539
2042	1.601	4.844
2043	2.902	3.173
2044	2.306	6.733
2045	4.017	5.915
2046	2.691	5.148
2047	3.028	6.805
2048	2.673	9.123
2049	3.515	10.946
2050	3.525	7.803

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Batería (2h)	153	118
2024	Batería (4h)	80	103
2024	Batería (6h)	164	297
2024	Eólica	834	959
2024	Hidráulica	149	358
2024	Solar	1.473	1.189
2025	Batería (2h)	304	224

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Biomasa	319	383
2025	Hidráulica	74	177
2025	Solar	600	471
2026	Hidráulica	200	480
2026	Solar	400	306
2027	Batería (2h)	389	276
2027	Eólica	241	260
2027	Solar	200	149
2028	Batería (2h)	200	139
2028	Eólica	192	204
2028	Hidráulica	300	720
2028	Solar	200	146
2029	Eólica	512	533
2029	Gas natural (ciclo abierto)	400	480
2030	Batería (2h)	86	58
2030	Eólica	473	482
2030	Solar	200	141
2031	Eólica	581	582
2031	Gas natural (ciclo abierto)	400	480
2032	Batería (2h)	421	274
2032	Eólica	684	674
2032	Hidráulica	300	720
2032	Solar	200	136
2033	Eólica	760	738
2033	Hidráulica	200	480
2033	Solar	400	266

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2034	Batería (2h)	400	253
2034	Eólica	707	676
2035	Batería (6h)	300	439
2035	Eólica	753	710
2035	Hidráulica	200	480
2035	Solar	200	129
2036	Batería (2h)	300	186
2036	CSP	200	783
2036	Eólica	593	553
2036	Gas natural (ciclo abierto)	200	240
2037	Eólica	637	588
2037	Solar	400	249
2038	Batería (2h)	400	243
2038	Eólica	848	774
2039	Batería (2h)	200	120
2039	CSP	300	1.141
2039	Eólica	748	679
2039	Gas natural (ciclo abierto)	200	240
2040	Batería (2h)	200	119
2040	Eólica	956	862
2040	Hidráulica	300	720
2041	Batería (6h)	420	582
2041	CSP	400	1.492
2041	Eólica	1.175	1.053
2042	Batería (2h)	275	162

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2042	Eólica	1.616	1.440
2043	Batería (2h)	252	147
2043	CSP	400	1.462
2043	Eólica	1.220	1.081
2043	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2044	Batería (2h)	273	158
2044	Eólica	1.076	948
2044	Hidráulica	500	1.200
2045	Batería (2h)	200	115
2045	Batería (6h)	120	162
2045	CSP	400	1.432
2045	Eólica	992	868
2045	Hidráulica	600	1.440
2046	Batería (2h)	200	114
2046	Batería (6h)	120	161
2046	CSP	300	1.063
2046	Eólica terrestre	784	682
2046	Eólica marítima	100	159
2046	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2046	Gas natural (ciclo abierto)	250	300
2047	Bombeo	250	563
2047	CSP	100	350
2047	Eólica terrestre	785	679
2047	Eólica marítima	250	390
2047	Geotérmica	218	1.046

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Batería (2h)	400	226
2048	Eólica terrestre	337	290
2048	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2048	Gas natural (ciclo abierto)	250	300
2048	Geotérmica	343	1.644
2049	Bombeo	350	788
2049	CSP	300	1.022
2049	Eólica terrestre	770	659
2049	Eólica marítima	250	377
2049	Geotérmica	140	670
2050	Batería (2h)	400	223
2050	Bombeo	400	900
2050	CSP	400	1.340
2050	Eólica terrestre	997	850
2050	Gas natural (ciclo abierto)	250	213

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Batería (2h)	153	118
2024	Batería (4h)	80	103
2024	Batería (6h)	164	297
2024	Eólica	834	959

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Hidráulica	149	358
2024	Solar	1.473	1.189
2025	Batería (2h)	250	185
2025	Biomasa	319	383
2025	Eólica	700	789
2025	Hidráulica	74	177
2025	Solar	700	550
2026	Batería (2h)	300	217
2026	Eólica	580	641
2026	Solar	500	383
2027	Batería (2h)	200	142
2027	Eólica	762	825
2027	Hidráulica	300	720
2027	Solar	400	299
2028	Batería (2h)	150	104
2028	Eólica	810	862
2028	Hidráulica	200	480
2028	Solar	300	219
2029	Batería (2h)	200	136
2029	Eólica	1.095	1.140
2029	Solar	300	215
2030	Batería (2h)	350	234
2030	Eólica	989	1.009
2030	Hidráulica	300	720
2030	Solar	200	141

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2031	Batería (2h)	500	330
2031	Eólica	827	829
2031	Solar	200	138
2032	Batería (2h)	700	456
2032	Eólica	801	789
2032	Hidráulica	200	480
2032	Solar	300	203
2033	Batería (2h)	400	257
2033	Eólica	703	682
2033	Hidráulica	200	480
2034	Batería (2h)	450	285
2034	Eólica terrestre	913	873
2034	Eólica marítima	100	194
2034	Solar	400	262
2035	Batería (2h)	400	250
2035	Eólica terrestre	771	728
2035	Hidráulica	150	360
2036	Batería (2h)	450	279
2036	Eólica terrestre	1.421	1.326
2036	Eólica marítima	150	282
2036	Solar	300	190
2037	Batería (2h)	400	245
2037	Eólica terrestre	662	611
2037	Hidráulica	150	360
2038	Batería (2h)	550	334

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Eólica terrestre	633	578
2038	Eólica marítima	150	272
2038	Hidráulica	500	1.200
2038	Solar	200	123
2039	Batería (2h)	500	301
2039	Eólica terrestre	237	216
2039	Eólica marítima	600	1.071
2040	Batería (2h)	650	387
2040	Bombeo	350	788
2040	Hidro	400	960
2041	Batería (2h)	650	385
2041	Bombeo	250	563
2041	CSP	376	1.403
2041	Eólica terrestre	1.327	1.189
2042	Batería (2h)	350	206
2042	Bombeo	400	900
2042	CSP	444	1.640
2042	Eólica terrestre	1.022	911
2042	Eólica marítima	700	1.187
2043	Batería (2h)	600	350
2043	Bombeo	300	675
2043	CSP	240	877
2043	Eólica terrestre	1.435	1.271
2044	Batería (2h)	450	261
2044	Bombeo	350	788

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2044	CSP	860	3.111
2044	Eólica terrestre	1.151	1.013
2044	Hidráulica	650	1.560
2045	Batería (2h)	350	202
2045	Bombeo	300	675
2045	CSP	280	1.003
2045	Eólica terrestre	2.006	1.756
2045	Geotérmica	100	480
2045	Hidro	750	1.800
2046	Batería (2h)	450	257
2046	Bombeo	450	1.013
2046	Eólica terrestre	1.560	1.358
2046	Geotérmica	100	480
2046	Hidráulica	850	2.040
2047	Batería (2h)	400	227
2047	Batería (4h)	200	190
2047	Bombeo	500	1.125
2047	CSP	952	3.335
2047	Eólica terrestre	681	589
2047	Eólica marítima	550	858
2047	Geotérmica	100	480
2048	Batería (4h)	600	567
2048	Bombeo	450	1.013
2048	CSP	1.372	4.753
2048	Eólica terrestre	1.007	867

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Eólica marítima	550	843
2048	Hidráulica	450	1.080
2049	Batería (4h)	469	440
2049	Bombeo	500	1.125
2049	CSP	1.476	5.027
2049	Eólica terrestre	2.117	1.813
2049	Eólica marítima	650	980
2049	Geotérmica	200	960
2049	Hidráulica	250	600
2050	Batería (4h)	731	682
2050	Bombeo	550	1.238
2050	CSP	740	2.479
2050	Eólica terrestre	1.737	1.480
2050	Eólica marítima	650	964
2050	Geotérmica	200	960

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Chile (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	218	281
2026	319	471
2027	459	700
2028	609	901
2029	763	1.121
2030	909	1.374
2031	1.074	1.584
2032	1.326	1.859
2033	1.555	2.039
2034	1.741	2.295
2035	1.986	2.477
2036	2.203	2.797
2037	2.378	2.963

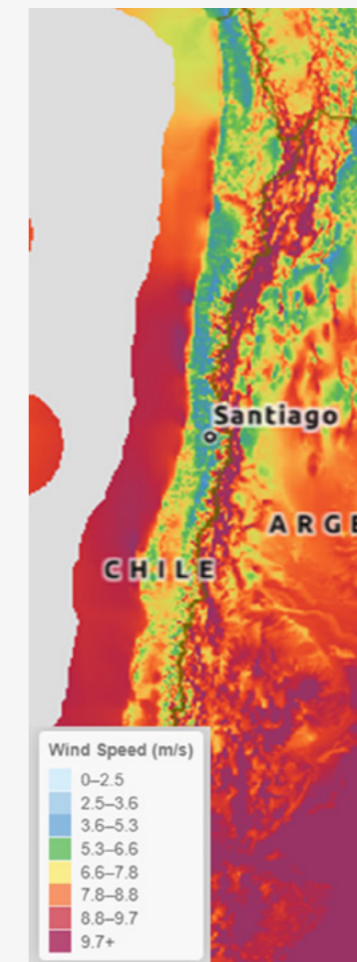
Año	Casos	
	BAU	TE
2038	2.588	3.243
2039	2.832	3.427
2040	3.077	3.620
2041	3.413	3.978
2042	3.731	4.380
2043	4.088	4.734
2044	4.400	5.211
2045	4.789	5.732
2046	5.126	6.201
2047	5.396	6.667
2048	5.662	7.277
2049	5.967	8.056
2050	6.379	8.691

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar en Chile

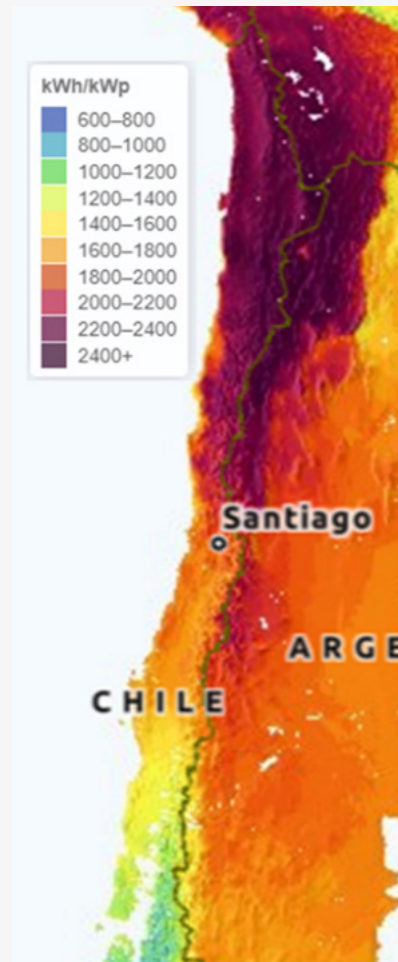
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Chile



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático¹⁶. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

El proceso involucra a distintas áreas del ámbito público y privado, que deben trabajar coordinadamente para lograr los objetivos pautados en cada país, según los recursos disponibles y las estrategias esbozadas para el corto, mediano y largo plazo. Es aquí donde las particularidades (diferencias) entre los países de América Latina y el Caribe se hacen evidentes. Por ello, y para dotar al informe de un marco que permita ordenar y clarificar el estado en el que se encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera

¹⁶ Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles, pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. En particular, esta fue tomada de la web del Gobierno argentino (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>).

importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

- ▶ **Descarbonización de la matriz de generación eléctrica**, mediante la incorporación de centrales eléctricas de generación renovable.
- ▶ Implementación de nuevas tecnologías para la **descarbonización del sector energético**, incluyendo electromovilidad, eficiencia, hidrógeno verde, etcétera.

Existen países, como Costa Rica o Uruguay, por citar algunos ejemplos regionales, que han desarrollado la primera etapa con éxito y se encuentran actualmente incorporando mecanismos de descarbonización del sector energético. La mayoría encara ambas etapas en forma simultánea. Estos hechos característicos se consideran también para el presente estudio.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha abordado un análisis por país del estado en el que se encuentra la normativa en términos de transición energética. Se desarrolló una caracterización basada en tres criterios:

- ▶ Estructura y funcionamiento sectorial.
- ▶ Políticas de transición energética.
- ▶ Planeamiento y regulación sectorial.



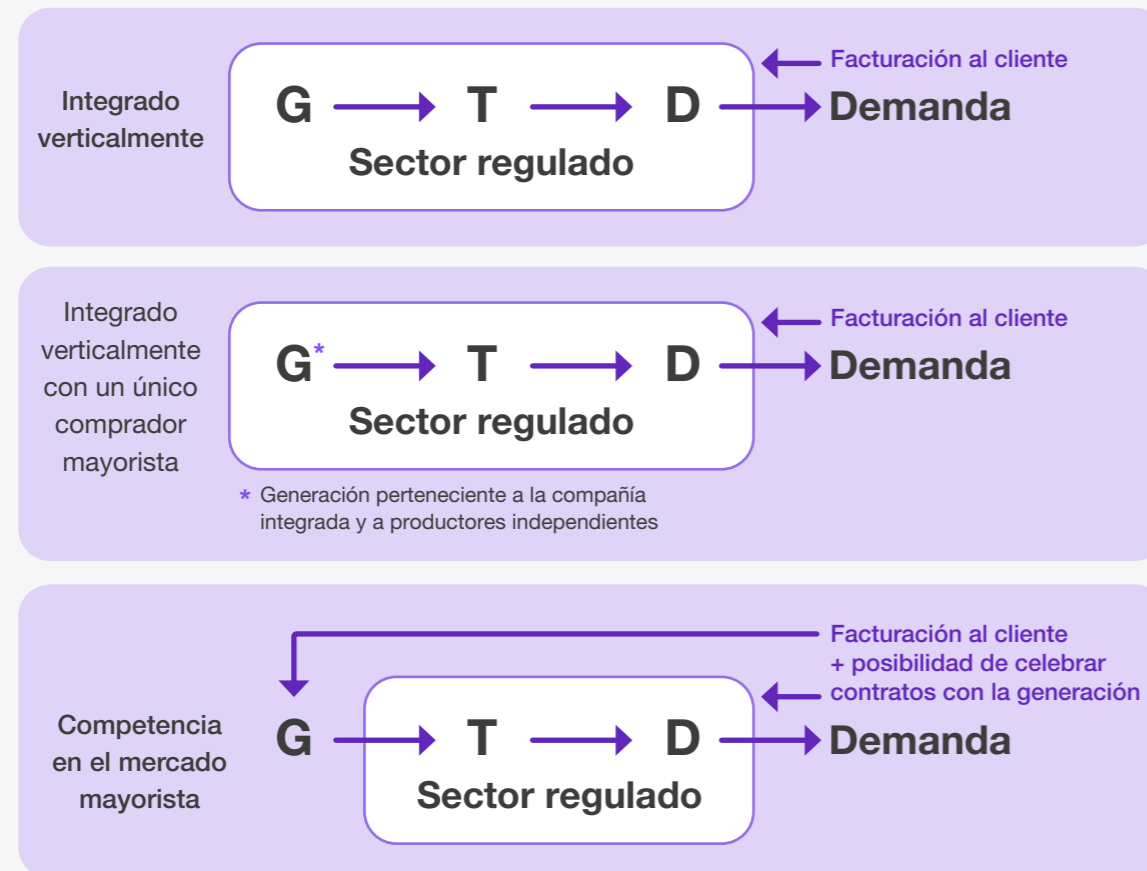
Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y el alineamiento con los objetivos de descarbonización. Para este análisis, se consideran cinco variables relevantes:

- ▶ La **estructura sectorial**. Los sectores abiertos y sometidos a la competencia significan un importante incentivo para que los agentes adopten estrategias anticipadoras del mercado e innovadoras en los modelos de negocio asociados a la transición, mientras que los sectores integrados verticalmente pueden resultar más efectivos a la hora de integrar los objetivos de la transición en el desarrollo del sector. Se consideran los modelos que se muestran en figura A.6.1.

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



Fuente: Elaboración propia con base en Rhodes et al. (2021).

En particular, en el último modelo de estructura sectorial considerado, los clientes residenciales, comerciales o industriales cuya demanda supera un valor determinado se encuentran habilitados (u obligados) a celebrar contratos de abastecimiento de energía con los generadores o a través de la figura del comercializador. La disminución del mencionado límite en un sistema eléctrico permite la participación de mayor cantidad de agentes en el mercado, pero dificulta los procesos de cálculo y modelización del despacho.

La tendencia actual es disminuir dicho límite con el objeto de incrementar la competencia en el mercado mayorista. Por este motivo, resulta de importancia relevar el valor adoptado por cada país.

▶ El **acceso al mercado mayorista (MM) y a la red de transmisión**. Este es un factor determinante de las políticas y estrategias posibles para incrementar la participación de las fuentes renovables en el sistema central de producción y para la existencia de mercados mayoristas competitivos. Se distinguen dentro de este grupo tres tipos de acceso al mercado mayorista:

- Exclusivo para el operador monopólico de la cadena, en estructuras integradas verticalmente.
- A través de subastas competitivas para cualquier tipo de generación, normalmente en estructuras con comprador único.
- A través de licencias o autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables.

También se identifican tres tipos de acceso a la red de transmisión:

- Libre acceso de terceros a la red en sistemas competitivos.
- Acceso controlado a la red por parte del transportista, principalmente en sistemas de comprador único o de competencia parcial por clientes elegibles.
- Inexistencia de oportunidades de acceso de terceros en sistemas integrados verticalmente.

▶ La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:

- Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
- Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.

- Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.

▶ **Mercados locales de energía.** Basados en el rol coordinador de los controladores locales, tienen como principales elementos distintivos las transacciones de energía entre pares (*peer to peer*), demandas flexibles y agregadas a través de comunidades energéticas.

▶ **Transparencia tarifaria.** La definición de categorías tarifarias responde a una lógica adecuada si:

- Tiene racionalidad económica, en el sentido de que se asocian a la responsabilidad sobre los costos del sistema, en particular los costos de la red.
- Están agrupadas por tensión de suministro, como una de las variables determinantes de los costos asociados a la categoría.

El análisis de transparencia tarifaria y reflectividad de los costos de los cargos tarifarios se ha efectuado en términos de cargos previstos en los pliegos tarifarios de cada país.



Segundo criterio: políticas de transición energética

Respecto del segundo criterio, el objetivo es identificar brechas de política existentes en cada país que puedan obstaculizar ese desarrollo, con especial énfasis en los siguientes sectores:

▶ **Energía renovable no convencional (ERNC).** Aproximadamente el 12 % de la energía eléctrica generada en 2021 en los países miembros de CAF procedía de fuentes renovables no convencionales. El bajo valor porcentual implica un desafío por delante en términos de descarbonización de la matriz de generación por país, que se aborda en los apartados correspondientes. Los mecanismos regulatorios de remuneración e incentivo a la inversión en fuentes renovables de generación juegan un papel determinante en el posicionamiento. Se han identificado tres modalidades:

- Precios fijos de compra (*feed in tariffs*).
- Subastas para la provisión de fuentes renovables.
- Incentivos fiscales para la inversión (en red y aislada).

La alternativa de precios fijos de compra es la que más certezas proporciona a los inversores en fuentes renovables, pero la experiencia internacional (Zhang, 2013) muestra que puede derivar en sobreinversión si los precios de compra están sobreestimados. Los mecanismos de subasta han sido los más efectivos y eficientes desde ese punto de vista y han sido los más extendidos en su aplicación reciente.

▶ **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

- La existencia de un plan o marco legal nacional para la promoción de la eficiencia energética.
- La existencia de una agencia especializada en la promoción de la eficiencia energética.
- Mandatos e incentivos para el cumplimiento de metas de eficiencia energética.

- La existencia de normativa de etiquetado de equipamientos eléctricos.
- La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.

- ▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.
- ▶ **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Chile o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.



Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

Finalmente, un adecuado planeamiento y regulación sectorial contribuye a generar un escenario de transición con calidad institucional y reglas transparentes, que alienten la participación de los diferentes agentes (públicos y privados) con incentivos adecuados para la descarbonización de los sistemas, la mejora permanente de su eficiencia y la sustentabilidad financiera.

- ▶ **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.
- ▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
 - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.

- Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.
- Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).

▶ **Inclusión de la generación distribuida (GD) en la planificación y la regulación sectorial.** Se ha dividido el análisis en dos tipos de generación distribuida:

- Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
- Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoprodutores.

- ▶ **Inclusión del almacenamiento con baterías en la planificación y regulación sectorial.** La incorporación sustancial de energía renovable no gestionable a la matriz de generación de cada país, sumada a la variabilidad propia de la demanda, traerá aparejada la necesidad de contar con elementos capaces de absorber estas variaciones en el sistema eléctrico. Entre ellos tendrán particular importancia las baterías como complemento de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, motivo por el cual es relevante contar con normativa específica que incentive la inversión en estos sistemas.

Apéndice 7

» Propuesta metodológica



Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

En este estudio, se crean escenarios que exploran la evolución de los sistemas eléctricos de los países miembros de CAF en función de la adopción de diferentes supuestos. Para ello, se emplea una metodología fundamentalista que pueda determinar las condiciones de la demanda eléctrica a largo plazo y de la oferta necesaria para satisfacerla de manera eficiente, teniendo en cuenta las circunstancias de cada caso. Para ello, se utilizan herramientas computacionales avanzadas para la planificación de sistemas eléctricos (el conjunto de herramientas utilizadas es desarrollado por la consultora PSR).

El objetivo principal del plan de expansión a largo plazo es garantizar el balance entre el suministro de electricidad y la demanda, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que se deben construir para cubrir las necesidades de la demanda de manera óptima en un horizonte de tiempo de mediano a largo plazo. Para optimizar el plan de expansión, se debe minimizar una función de costos que considere los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales de generación, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

Para planificar la expansión, se utiliza una herramienta computacional que determina el plan de expansión más económico para un sistema eléctrico, considerando proyectos potenciales de diferentes tecnologías (modelo OPTGEN (PSR, 2024)) y una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema (modelo *SDDP* (PSR, 2024)). El plan de expansión más económico se logra mediante la optimización de las contrapartidas (*trade-off*) entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico.

La primera etapa en la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica a largo plazo es prever la demanda de energía, la cual depende de datos socioeconómicos. Para determinar el crecimiento de la demanda a largo plazo, se construye un escenario macroeconómico. Además, se consideran demandas adicionales resultantes de acciones de electrificación de la economía que se esperan a largo plazo.

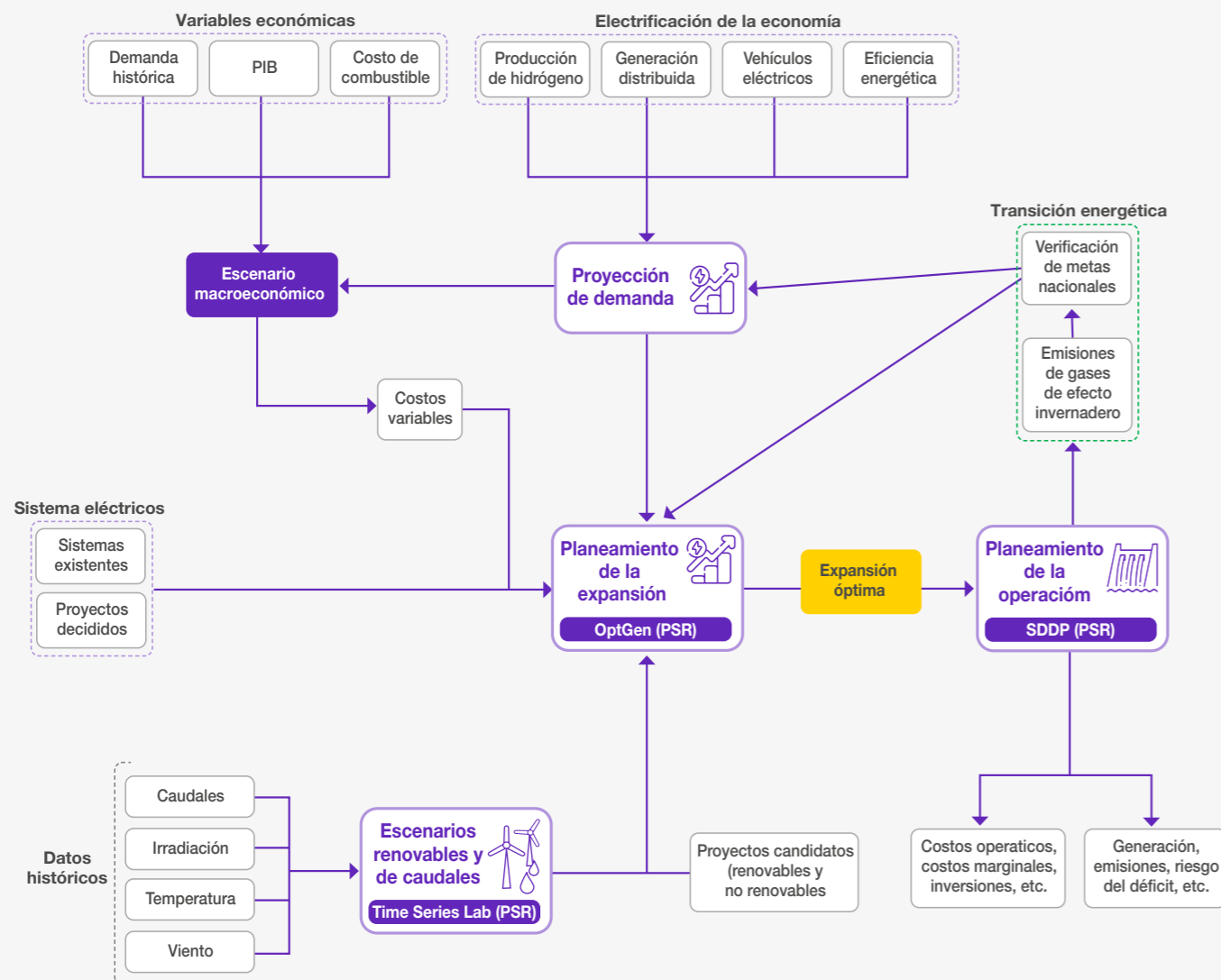
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros técnicos y económicos, incluyendo la disponibilidad de recursos primarios, como caudales hidrológicos, vientos, irradiación solar, biomasa y geotermia. Para ello, se utiliza la herramienta Time Series Lab. Además, para las centrales de combustibles fósiles, se debe considerar la disponibilidad y el costo de los combustibles. De esta manera, se pueden seleccionar los activos de manera eficiente en términos económicos, de acuerdo con la realidad de cada país.

Con el pronóstico de la demanda y los parámetros técnicos y económicos de los posibles proyectos de expansión, es posible obtener un plan de expansión óptimo de generación y transmisión que atienda la demanda de manera eficiente y con el menor costo total posible.

La figura A.7.1 muestra un esquema que ilustra de forma gráfica los pasos que deben seguirse para aplicar la metodología descrita en este informe.

FIGURA A 7.1

Diagrama de la metodología utilizada en la confección de escenarios del estudio



La figura presenta algunas de las diversas variables de salida del modelo de despacho Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), incluyendo costos operativos, costos marginales, generación y emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones pueden ser consideradas como restricciones en el modelo de expansión, lo que significa que se establece una solución óptima sujeta a limitaciones en las emisiones y se retroalimenta el modelo de expansión OPTGEN.

Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos durante el período de estudio; y el caso de transición energética (TE), que considera una expansión económica con restricciones de emisiones en los sectores eléctricos, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos, de acuerdo con los compromisos de los países y otros supuestos presentados en este informe.

La metodología para establecer las suposiciones de cada escenario se describe en detalle en el capítulo 4, “Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones”. Con ella es posible determinar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda en cada escenario, así como identificar las diferencias de supuestos y los resultados al buscar sistemas eléctricos con bajas emisiones de GEI para 2050.

La figura A.7.3 presenta de manera esquemática los escenarios considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA A 7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



Visión general de la metodología

Este apartado define los principales pasos de la metodología para la construcción de los escenarios de largo plazo. Estos abarcan desde la construcción de los escenarios de demanda hasta la determinación de la oferta que la atenderá de acuerdo con los supuestos adoptados. Esta metodología se aplica a cada país.

▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

La demanda de cada país considerada en el estudio resulta de la suma de los siguientes factores:

A. Demanda “tradicional” de electricidad

Se estima a través de modelos econométricos para cada sector: residencial, industrial, comercial, alumbrado, gobierno, agricultura etc. Los factores de estos modelos incluyen el PIB, la tasa de crecimiento de la población, la transición de las áreas rurales hacia las urbanas y otros. Además, se consideran por separado proyectos de gran tamaño, como minerías o grandes industrias.

En el apartado “Pronóstico de demanda” del apéndice 8, se describen en detalle las posibilidades metodológicas sobre ese factor, así como el abordaje adoptado en el estudio.

B. Demandas suplementarias

Además de la demanda “tradicional”, se consideran otros elementos que impactarán la demanda final a largo plazo, en general relacionados con la electrificación de la economía. Algunos ejemplos de estos elementos incluyen:

- ▶ Acciones sociales, como programas de electrificación de la población todavía no suministrada.
- ▶ Aumento de la eficiencia de los equipos y cambios en los hábitos de la población a lo largo de los años, ya que pueden ser variables capaces de reducir el consumo eléctrico.
- ▶ Programas de electrificación del transporte. En este caso es necesario definir el patrón de cargas de las baterías. Por ejemplo, la recarga de los buses urbanos y los vehículos livianos de transporte comercial (camionetas) se concentra típicamente cuando se encuentran en los depósitos por la noche o en periodos de bajo uso del transporte. En el caso de los automóviles, el patrón de recarga puede incluir las residencias por la noche y los estacionamientos de las oficinas y de los centros comerciales a lo largo del día.

- ▶ Nuevos productos “verdes”; por ejemplo, el “hidrógeno verde”, que utiliza electrólisis suministrada por fuentes renovables.

Otros elementos que no actúan como incremento en el consumo (sino que generan más bien ahorro), pero que impactan en la demanda final son:

- ▶ Los programas de eficiencia energética, principalmente en el sector industrial.
- ▶ La generación distribuida, que, análogamente a la eficiencia energética, representa una disminución de la demanda que se atiende centralizadamente, cuyo modelado es relevante y tiene un perfil típico, sobre todo, cuando se trata de energía de paneles fotovoltaicos.

C. Emisiones de referencia

Para cada demanda suplementaria se estima, además, la respectiva emisión de referencia, esto es, qué ocurriría sin la electrificación. Por ejemplo, las emisiones resultantes del uso de madera o fueloil en las regiones sin electricidad; de diésel o gasolina para el transporte; de fueloil o gas para el calor industrial; de gas para la producción de hidrógeno existente (por ejemplo, en los fertilizantes). Estas emisiones de referencia se utilizan para el cálculo de la prima verde, esto es, la razón entre el costo de la descarbonización y el beneficio de las reducciones de las emisiones.

▶ Etapa 2. Equipos candidatos para la expansión de la generación

Por el lado de la oferta, es necesario definir cómo se dará la expansión del sistema de generación para atender a la creciente demanda en el largo plazo. Para eso, se deben modelar en detalle las características no solo del sistema existente, sino también de los candidatos a su expansión, es decir, centrales que podrán entrar de acuerdo con las necesidades sistémicas.

Estos equipos incluyen las fuentes renovables (como la eólica, solar y biomasa; las hidroeléctricas; las termoeléctricas a GN, carbón, nuclear etc.) y los recursos de almacenamiento: embalses de las plantas hidroeléctricas, plantas de bombeo (ciclo abierto y cerrado) y baterías.

En el caso de las fuentes renovables e hidroeléctricas, es necesario además definir la ubicación de los candidatos. La razón es que los perfiles de viento, sol, caudales etc. pueden cambiar significativamente con la ubicación. Para esto se utilizan las siguientes fuentes principales: (i) los inventarios eólicos del país, si están disponibles, y las bases de datos mundiales como el MERRA, que contiene alrededor de 30 años de datos históricos de viento e insolación con resolución horaria para un amplio conjunto de sitios (que se pueden acceder a través del modelo Time Series Lab); y (ii) los inventarios hidroeléctricos y de estaciones de bombeo del país, complementados, si es necesario, por modelos de inventarios automatizados, como el modelo HERA, desarrollado por PSR.

▶ Etapa 3. Escenarios de producción renovable y caudales para los equipos candidatos y existentes

Para cada equipo existente y candidato renovable (eólicos y solares) y para cada hidroeléctrica existente y candidata se construye un conjunto de escenarios de producción de energía eléctrica con resolución horaria y escenarios de caudales con resolución mensual o semanal. Estos conjuntos de escenarios representan las correlaciones temporales y espaciales de todas las fuentes. Esto es muy importante para los estudios de expansión debido al “efecto portafolio”: si la correlación es baja o incluso negativa, la variabilidad de la producción renovable total disminuye, lo que reduce la necesidad de reserva de generación flexible. Y viceversa: si la correlación espacial es más alta, la variabilidad de la producción de energía total aumenta, lo que requiere más reservas e inversiones para su manejo.

Para la construcción de estos escenarios de energía renovable y caudales se utiliza la herramienta analítica Times Series Lab (TSL) de PSR, ampliamente aplicada en los estudios de planificación y operación de los sistemas eléctricos de la región.

▶ Etapa 4. Expansión óptima de la oferta en cada país

La expansión óptima se plantea como un problema de optimización estocástica de gran tamaño, que se resuelve con las herramientas analíticas de PSR OptGen y SDDP. Estas herramientas se utilizan desde hace muchos años en los estudios de todos los países de la región y de docenas de países en Norteamérica, Europa, Asia-Pacífico y África.

Función objetivo

El problema de expansión se plantea como la minimización de la suma de los factores a continuación:

- ▶ Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- ▶ Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- ▶ Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Además de la minimización de los costos en la función objetivo, el plan de expansión óptimo debe cumplir con los criterios de confiabilidad y flexibilidad discutidos a continuación.

Criterios de confiabilidad

Las fallas de suministro pueden ocurrir por problemas de suministro en la demanda de energía (MWh) o de la carga (MW). Las fallas de energía (racionamiento) en general resultan de sequías severas o problemas de suministro externo de combustible y tienen duración de semanas o meses. A su vez, las fallas de carga (apagones) resultan de quiebres de generadores o circuitos y

tienen duración de algunas horas. La mayoría de los países tienen criterios de confiabilidad de suministro relacionados con uno o ambos tipos de falla.

Estos criterios de confiabilidad se representan en los estudios de planificación a través de la asignación de atributos de “energía firme” (MWh) y “capacidad firme” (MW) a cada equipo de generación existente o candidato, y de las siguientes restricciones en cada año del periodo estudiado:

- ▶ La suma de las energías firmes (MWh) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda de energía total del año (MWh).
- ▶ La suma de las capacidades firmes (MW) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda total promedio (carga máxima horaria).

Los criterios de confiabilidad aseguran que cada país sea autosuficiente en términos de suministro de la demanda de energía y carga máxima. Esto no significa que no se representarán los intercambios de energía entre los países, pues estos contribuyen a la reducción de los costos operativos y de las emisiones; el concepto es que los países no dependen de manera estructural de estos intercambios, esto es, la confiabilidad de su suministro se vería afectada si los intercambios no ocurrieran.

Criterios de flexibilidad

Los criterios de flexibilidad se refieren a la reserva de generación que se requiere para manejar la variabilidad horaria de la producción de las fuentes renovables, tales como las eólicas y solares. Se observa que esta reserva debe ser probabilística debido a las características aleatorias de la producción de las renovables; y dinámica, pues depende de la hora del día y del portafolio de las fuentes renovables, tanto las existentes como los refuerzos.

Esto significa que la reserva probabilística dinámica (RPD) no se puede definir *a priori* y tiene que hacer parte del proceso de optimización. En la literatura científica, esto se conoce como cooptimización de los costos y la flexibilidad. En términos prácticos, se hace un proceso iterativo, donde se calcula la reserva RPD para cada plan de expansión candidato.

Procedimiento de solución del problema de expansión

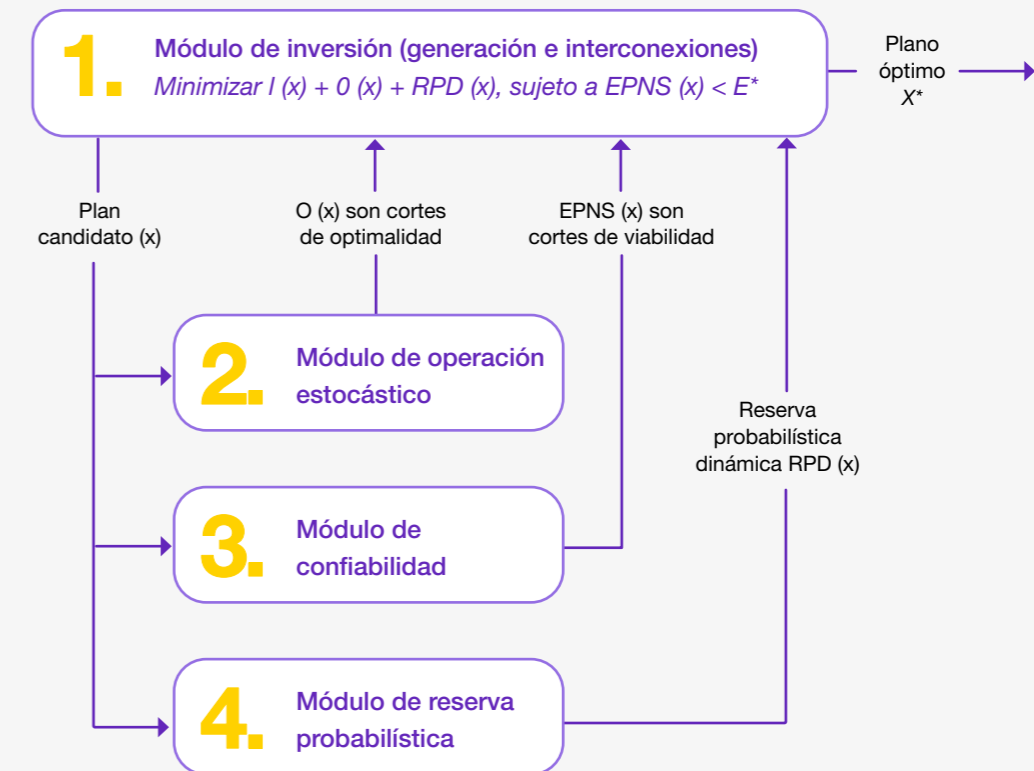
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

Se observa de inicio que la solución óptima se obtiene a través de la solución iterativa de diversos módulos. Esta metodología se conoce como descomposición de Benders y tiene un conjunto de atributos matemáticos importantes:

- ▶ Permite que cada módulo utilice un algoritmo de solución especializado, lo que acelera el tiempo de solución.
- ▶ A cada iteración produce límites inferiores y superiores para la solución óptima global; esto permite el control del equilibrio entre el tiempo de solución y el de precisión.
- ▶ Alcanza la solución óptima global, esto es, no es un proceso que simplifica o aproxima la solución del problema.

FIGURA A 7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



El módulo de inversión (1 en la figura) produce a cada iteración un plan de expansión candidato, que se representa por el vector x , y el respectivo costo de inversión, representado por $I(x)$. Este módulo se formula como un problema de programación entera mixta (MIP) y se resuelve a través de *softwares* de optimización comerciales, como el Xpress.

El promedio de los costos operativos asociados al plan candidato x se calcula a través del módulo operativo (2). En este módulo se calcula la política operativa óptima estocástica para el sistema a través del algoritmo SDDP, desarrollado por PSR, y que es una referencia mundial. Otro resultado de este módulo es el promedio de los costos de emisión. El módulo operativo es bastante detallado y tiene resolución horaria en los perfiles de demanda.

El mismo plan de expansión x es un dato de entrada para el **módulo 3**, donde se calcula la confiabilidad del suministro a través de un algoritmo de simulación Monte Carlo, que representa las fallas de los equipos y la variabilidad de la producción renovable.

Finalmente, el módulo 4 calcula la reserva probabilística dinámica (RPD) que se requiere para manejar la variabilidad de las fuentes renovables existentes y los refuerzos de estas en el plan de expansión. Como se ha mencionado, la RPD permite la definición del portafolio óptimo de las renovables, pues representa la variabilidad del conjunto de fuentes.

Los enlaces desde el módulo 2 hasta el 4 y el módulo de inversión 1 son conocidos como cortes de Benders. Como se ha expuesto, estos garantizan la optimalidad global de la solución.

▶ Etapa 5. Cálculo de la prima verde

El costo marginal de expansión (CME) es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país.

$$CME_t = \frac{\text{Variación del costo total (Inversión + Operación)}}{\text{Variación de la demanda}}$$

$$CME_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TC_{t+i} - TC_{t+i-1}) / (tx_a^i)}{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TD_{t+i} - TD_{t+i-1}) / (tx_a^i)}, t = 1, \dots, T-1$$

Siendo:

TC_t : el costo total anual (inversión + operación), en dólares;

TD_t : la demanda total anual, en MWh;

t : el periodo de amortización, en años;

T : el horizonte del estudio, en años;

tx_a : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de TE, se propone utilizar el costo marginal de expansión como insumo.

Como se ha visto, los costos marginales de operación en el escenario de TE suelen ser considerablemente inferiores a los del escenario de base. Esto se debe principalmente a que la canasta de generación está compuesta en la mayoría de los países por fuentes con costo variable cero al final del horizonte de estudio en el escenario de TE.

Sin embargo, es notorio que las inversiones necesarias en el escenario de transición son superiores a las del escenario de base.

Por lo tanto, para estimar la prima requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de transición, lo que se propone es considerar la diferencia entre los costos marginales de expansión de ambos casos:

$$\text{Prima verde} = CME_{TE} - CME_{BAU}$$

▶ Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

Una vez determinados los planes de expansión de la generación de los casos de BAU y TE, se cuantifican las inversiones en transmisión necesarias para transportar la energía en los sistemas eléctricos de cada país en todo el horizonte de estudio. Para eso, se toma como dato de entrada el crecimiento de la demanda y las adiciones de generación (sobre todo, las renovables, más alejadas de los centros de carga) y se cuantifica la cantidad de equipos de transmisión necesaria para atender a este creciente requerimiento, así como los costos de los equipos (líneas, transformadores, subestaciones y otros dispositivos de transmisión), que varían por nivel de voltaje. De esta manera, se determinan las inversiones en transmisión necesarias en cada caso y las diferencias (incrementos) requeridas en el escenario de TE con respecto al escenario de BAU.

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

Este apéndice presenta la metodología para definición de los supuestos, tanto del lado de la demanda como de la oferta, que serán adoptados en el estudio para los dos casos: continuidad (*business-as-usual* o BAU) y transición energética (TE).



Pronóstico de la demanda

El primer supuesto presentado se relaciona con la evolución de la demanda eléctrica de los sistemas a largo plazo. En este apartado se presenta la metodología para estimar la evolución de dicha variable, considerando los elementos de demanda actualmente presentes en el sistema. Más adelante en el documento, se indican de manera separada el pronóstico de otras variables que impactan la demanda final, como la generación distribuida y elementos de electrificación de la economía, entre otros.

► Modelos de proyección de la demanda energética

Uno de los mayores desafíos de esta tarea es la selección del método de pronóstico que se utilizará. Con la existencia de una amplia variedad de opciones, es necesario comprender los enfoques y su relevancia en diferentes contextos. En este subapartado, se da una breve descripción de enfoques utilizados internacionalmente y se sugiere el método de proyección de demanda usado en el presente estudio.

La literatura indica una variedad de métodos para proyectar la demanda de energía: (i) métodos estadísticos tradicionales (*top-down*), que incluyen modelos univariados, modelos econométricos y otros; (ii) métodos de inteligencia artificial, como redes neuronales, lógica difusa (*fuzzy*) y algoritmos de aprendizaje supervisados (*support vector machines*); (iii) métodos ascendentes (*bottom-up*) o de uso final; (iv) modelos de difusión tecnológica, y (v) modelos de elección discreta.

► Modelo de proyección seleccionado

Los modelos estadísticos tradicionales son métodos altamente difundidos en la literatura y que poseen gran disponibilidad de datos de las variables relevantes. Además, son modelos generales, con buena aplicación en muchos sistemas y han sido adoptados ampliamente, incluso por muchas entidades de planificación internacionales y por los propios agentes independientes en sus estudios de planificación. Por dichas razones, se eligió trabajar con este tipo de modelo para pronosticar la demanda de los sistemas analizados, en particular, el modelo econométrico de regresión.

El abordaje utilizado para elaborar la proyección de demanda de los sistemas eléctricos es el análisis econométrico, basado en la elasticidad histórica entre el consumo de electricidad y el PIB. Para proyectar la demanda a largo plazo, se consideran informaciones históricas (como el consumo de electricidad y el PIB), además de proyecciones oficiales de variables correlacionadas (como el PIB)

La elasticidad extraída del análisis econométrico se aplica a la previsión de crecimiento del PIB del FMI en el periodo 2023-2027 y una extensión

dependiente del último valor del FMI y del PIB potencial estimado por el Banco Mundial para cada país.



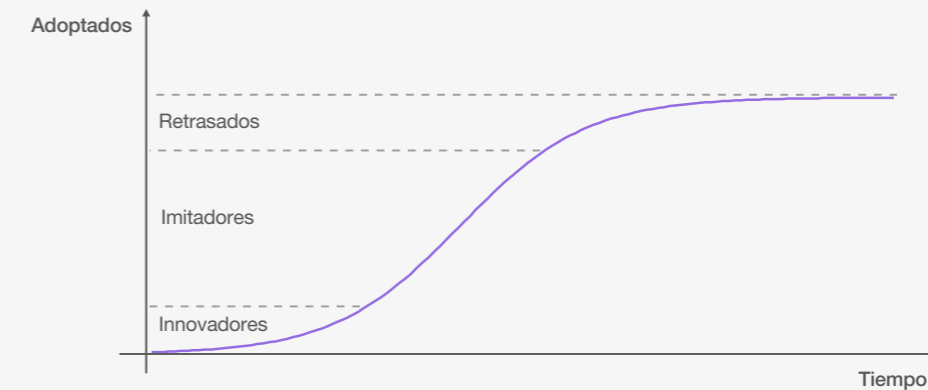
Generación distribuida

En la actualidad, se está produciendo un importante aumento en la inserción de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. Por lo tanto, resulta fundamental estimar su evolución a lo largo del tiempo, para que esta variable se pueda incorporar en los ejercicios de planificación. Para llevar a cabo esta previsión, se utiliza con frecuencia el modelo de Bass (1969), el cual se enfoca en estimar la curva de adopción de innovaciones.

Dicho modelo considera que las tecnologías de generación distribuida son innovaciones discontinuas y se enmarca en la teoría de difusión de innovaciones (Rogers, 2003). Esta teoría establece que la difusión de una tecnología puede ser representada por una “curva S”, que se divide en tres fases: adoptantes iniciales (innovadores), adopción mayoritaria (imitadores) y adoptantes finales (retrasados). Este tipo de modelo es ampliamente utilizado para las innovaciones y, específicamente, para la generación distribuida, incluso por entidades oficiales de sectores eléctricos en sus estudios de planificación.

FIGURA A 8.1

Curva S de adopción



El modelo de Bass propuesto contempla un análisis *bottom-up* para la estimación del mercado potencial y un abordaje *top-down* para el modelado de la difusión. El principal factor incluido en la estimación de este mercado es el atractivo económico, el cual se ve impactado por el costo de inversión de la tecnología y de las tarifas eléctricas que pagan los consumidores.

El modelo consta de cuatro etapas: (i) evaluación de la demanda de electricidad en cada sector de la economía de acuerdo con los balances energéticos de cada país; (ii) estimación del mercado potencial final; (iii) determinación de la difusión del mercado; y (iv) calibración del modelo según datos históricos.

En la etapa de evaluación socioeconómica, se desea determinar quiénes tienen las condiciones técnicas y financieras para adquirir un producto, en este caso, los sistemas de generación distribuida. Como la instalación de estos sistemas requiere una inversión inicial alta, el mercado puede estar limitado a la cantidad de unidades con mayores ingresos. En la fase de estimación del mercado potencial, se calcula el número de hogares que podrían invertir en la tecnología según su atractivo económico, basado en el concepto de plazo de recuperación de la inversión (PRI). Este se considera como la metodología más adecuada para los consumidores residenciales en general (NREL, 2016; Sigrin y Drury, 2014). A

partir de la definición de plazo de recuperación (*payback*), se puede determinar el mercado final como (Beck, 2009):

$$fmm = e^{-SPB \times TMP}$$

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

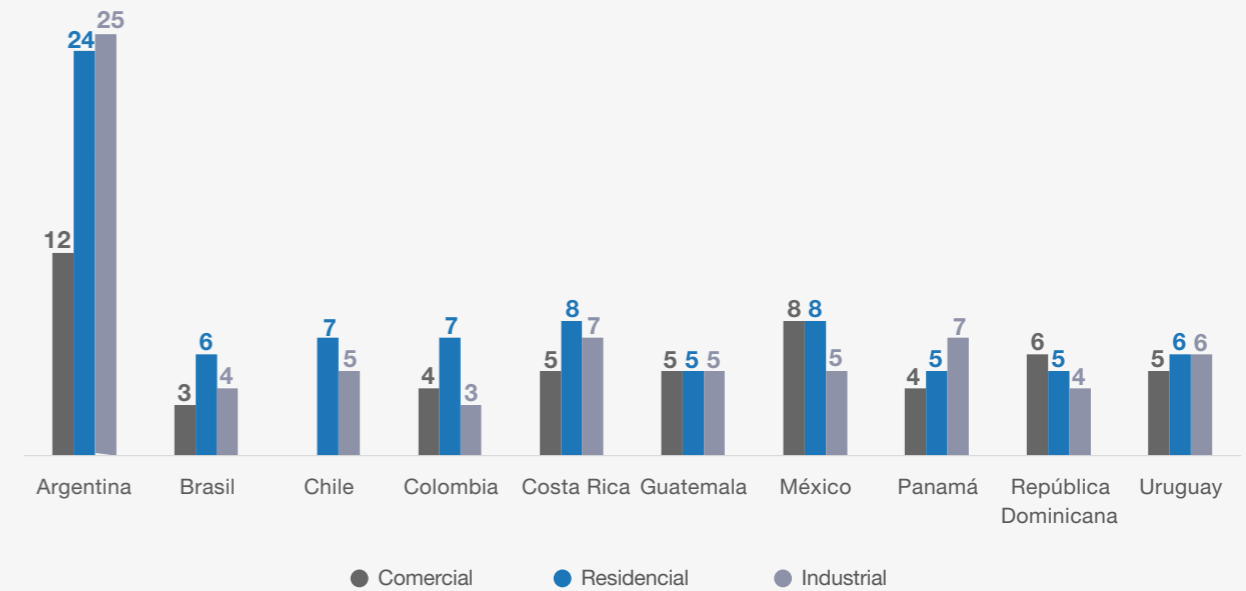
SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

TMP: la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Los plazos de recuperación de los proyectos dependen de las condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas en cada país. En este estudio se utilizan los valores de PRI calculados por el PNUMA (2022). En este informe se realizó un estudio sobre la inserción de la generación distribuida en varios países de América Latina y el Caribe, evaluando el plazo de recuperación de proyectos para cada sector de la economía, así como el estado actual de los marcos regulatorios y posibles avances que inciden en la evolución del sector de generación distribuida en los países. El gráfico A.8.1 presenta los valores de plazo de recuperación calculados por el PNUMA.

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO¹⁷ en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del plazo de recuperación de largo plazo se produce a partir del año en que la generación distribuida alcanza una participación del 5 % de la demanda potencial del país. Los plazos de retorno de Chile, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

¹⁷ El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

A partir del cálculo de la fracción de mercado máxima (*fmm*) y del mercado potencial inicial, se puede definir el mercado potencial final, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\text{mercado potencial final} = fmm \times \text{mercado potencial}$$

Finalmente, se determina la difusión del mercado utilizando el modelo de Bass, resultando en una curva S de adopción por parte de los consumidores. De acuerdo con algunas referencias (EPE, 2019; Islam, 2014; Guidolin y Mortarino, 2010), la función de distribución acumulada del potencial adoptante en el tiempo se puede definir como:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

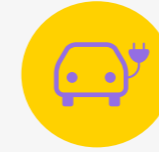
$F(t)$: la función de distribución acumulada;

p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

El parámetro p es el factor relacionado con la innovación y el factor q es el relacionado con la imitación. Para estimar estos factores, es posible usar valores de parámetros de la literatura o realizar su calibración de acuerdo con los datos históricos (del país o de una región con características similares).

De esa manera, se sugiere adoptar inicialmente el método de Bass debido a su facilidad de implementación, aunque tiene la desventaja de requerir la estimación de los parámetros de innovación, imitación y sensibilidad al plazo de recuperación. A medida que se avanza en la estimación de las tecnologías de generación distribuida, se recomienda realizar estudios especializados que reflejen el comportamiento de los consumidores de cada país de forma individual, para obtener una comprensión más precisa de cómo la tecnología se está adoptando en diferentes lugares.



Electromovilidad

Al igual que con la generación distribuida, se espera que la electromovilidad sea importante a largo plazo en los sectores eléctricos, especialmente en el contexto de la transición energética. Para predecir el despliegue de vehículos eléctricos, se ha utilizado una metodología que tiene como objetivo proyectar el porcentaje total del consumo eléctrico en el sector del transporte de cada país. La electromovilidad ha ganado protagonismo en todo el mundo como una alternativa a los vehículos de combustión interna, debido a su menor contaminación ambiental y acústica y a los costos de producción cada vez más bajos.

La electrificación vehicular también representa un desafío adicional para el sector eléctrico debido a la creciente demanda de energía necesaria para abastecer a los nuevos vehículos. Además, dadas las características de esta tecnología, se requieren inversiones para reforzar las redes de transmisión y distribución a fin de evitar posibles sobrecargas en el sistema.

La planificación de la adopción de la tecnología eléctrica se lleva a cabo mediante el método de difusión. La formulación explícita del modelo de difusión de Bass propuesta para la proyección a largo plazo del despliegue de los vehículos eléctricos se presenta a continuación.

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

$F(t)$: la función de distribución acumulada;

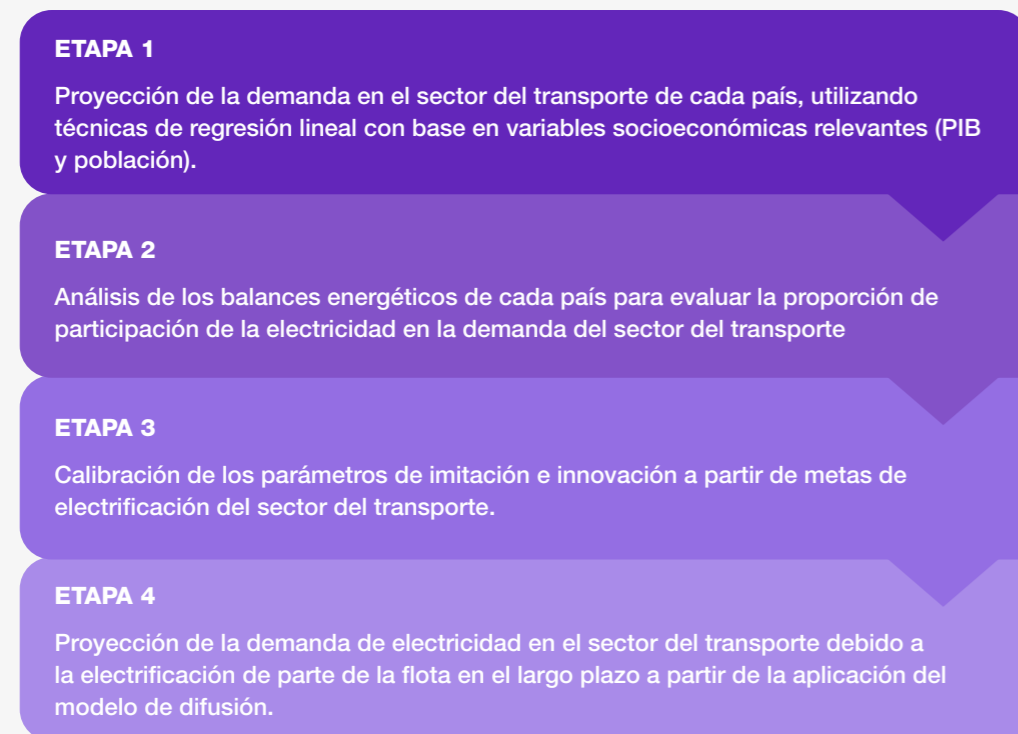
p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

La calibración de los parámetros de imitación e innovación se realiza según el análisis de los balances energéticos de cada país. El dato verificado es el porcentaje de consumo eléctrico en el sector del transporte de cada país. Además, la metodología propuesta comprende cuatro etapas, conforme se presenta en la figura A.8.2.

FIGURA A 8.2

Proceso para el cálculo de la demanda eléctrica en el sector del transporte de cada país



Varios gobiernos están adoptando planes e iniciativas con el objetivo de reducir el consumo de derivados del petróleo y aumentar el consumo de electricidad en el sector del transporte. Con el objetivo de apoyar estos esfuerzos, algunas instituciones han desarrollado estudios que buscan proyectar posibles rutas para el desarrollo de estas iniciativas.

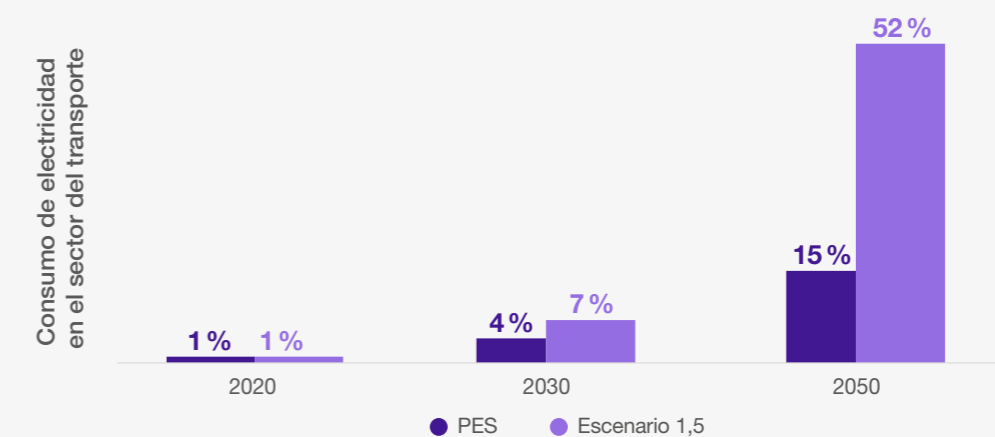
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- A.** Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.
- B.** Escenario 1,5°. Es un escenario de transición energética alineado con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales. Prioriza tecnologías ya disponibles que pueden volverse competitivas y contribuir a la transición energética.

El gráfico A.8.2 muestra los objetivos de participación porcentual para el consumo de electricidad en el sector del transporte global presentados en el informe. Es importante resaltar que el estudio utilizado como referencia hace un análisis global de los sectores energéticos y presenta valores promedio de participación en estos análisis. Siendo así, algunas regiones tienden a tener una mayor participación que otras en el futuro.

GRÁFICO A 8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



De los 18 países considerados en el estudio, solo Chile se encuentra dentro de las metas presentadas anteriormente, con el 1 % de consumo de electricidad en el sector del transporte al cierre de 2021 (fecha del último balance energético publicado). Algunos países tienen un consumo eléctrico en sus matrices de transporte que aún no es relevante, representando entre el 0,1 % y menos del 1 %. Seis países se encuentran en esta categoría, como Brasil y México, cada uno con aproximadamente un 0,2 % del consumo de electricidad en sus sectores de transporte.

Para los otros 10 países, el consumo de electricidad en las matrices de transporte es inferior al 0,1 % o incluso nulo, como es el caso de Costa Rica, El Salvador, Jamaica, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela. Es importante resaltar que estos análisis consideran los valores presentados para el último balance energético anual de cada país mencionado.

Dadas las restricciones de infraestructura en la mayoría de los países de la región y tomando como referencia análisis macroeconómicos, como el PIB per cápita y los valores del índice de desarrollo humano (IDH), se ha decidido emplear el escenario PES del informe de IRENA como base para proyectar la electromovilidad en el escenario de transición energética de este estudio.

Además, debido al estado incipiente de la incorporación de la electricidad en los sectores de transporte de los países, se han adoptado supuestos de retraso en el logro de las metas presentadas en el informe de IRENA. La figura A.8.3 presenta los supuestos retrasos en relación con las metas establecidas por esa agencia.

FIGURA A 8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA



Hidrógeno verde

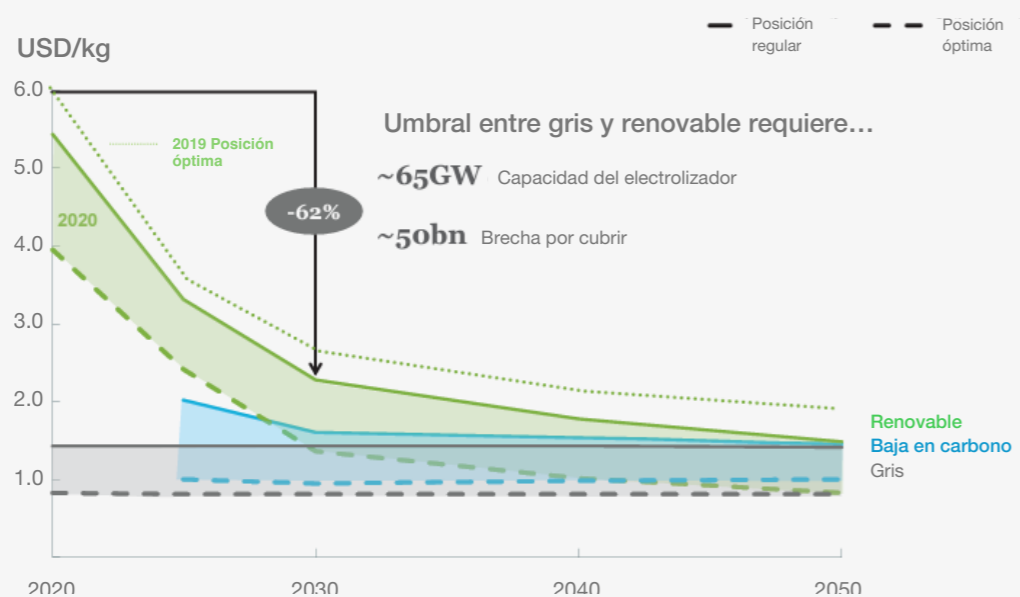
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados de difícil desmantelamiento (*hard-to-abate*), como es el caso del transporte de larga distancia, la siderurgia y la industria química.

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H₂V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que

el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg ¹⁸. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H₂V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

GRÁFICO A 8.3

Costo de producción del hidrógeno verde, azul (a partir de gas natural pero con captura de carbono) y gris



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

Para el cálculo del costo del hidrógeno verde, se deben considerar las siguientes variables: precio de la electricidad, costo del electrolizador (OPEX y CAPEX) y costo del agua. Además, se deben tomar en cuenta las variaciones en el CAPEX del electrolizador, su vida útil y su eficiencia entre 2020 y 2050.

¹⁸ El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

Utilizando estos parámetros, se realizan proyecciones para la inserción del hidrógeno en las economías de los países analizados, sea por razones puramente económicas o a través de políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte de las empresas privadas. Para elaborar dicha proyección, se propone considerar las características individuales de cada país (por ejemplo, la demanda industrial), además de las políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte del gobierno o de empresas privadas. Las estimaciones se pueden basar, por ejemplo, en estudios existentes específicos sobre el tema en cada país. Para el potencial de exportación, se considera que el hidrógeno se produce sin conexión a la red (modalidad *off-grid*) para reducir costos y cumplir con los criterios ambientales más estrictos; por lo tanto, no se considera en los ejercicios de expansión de los sistemas.

La inserción de H₂ puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

- A. Minería. Usado como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- B. Refinería. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde.
- C. Siderurgia. Comparando el costo de producir hierro usando hidrógeno verde y el costo del proceso tradicional de alto horno de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con gas natural.
- D. Fertilizantes. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde para la producción de fertilizantes.
- E. Transporte de carga. Existe la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible para proveer mayor autonomía y reducir el tiempo de repostaje.
- F. Red de gas. Inserción del hidrógeno verde en las redes de gasoductos existentes, formando parte de una mezcla con el gas natural.



Eficiencia energética

Para proyectar las mejoras en eficiencia, se emplea como fuente las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil en su “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032” (PDE 2032) (EPE, 2021). En estas proyecciones, la EPE utiliza una metodología *bottom-up* para estimar las mejoras en eficiencia en cada sector de la economía. Al estimar estas mejoras y calcular la demanda potencial, es posible obtener una estimación de la demanda total del país al descontar el impacto de dichas mejoras en eficiencia.

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

Cálculo de la demanda potencial mediante regresiones lineales entre el PIB y la demanda histórica

ETAPA 2

Proyección *bottom-up* de ganancias de eficiencia en cada sector de la economía. Con ello se obtienen ganancias de eficiencia en cada año de la proyección

ETAPA 3

Las ganancias de eficiencia de la demanda potencial se descuentan para obtener la demanda final

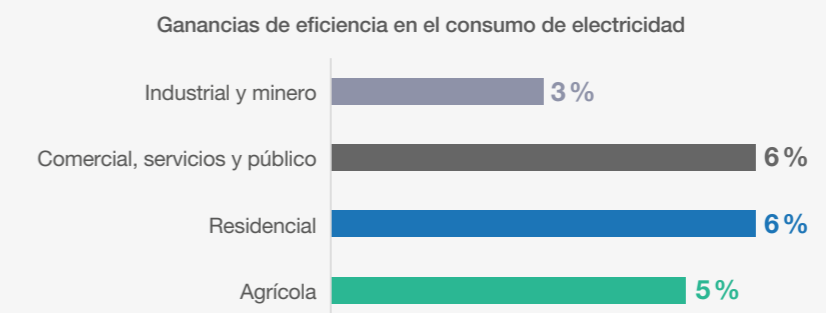
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances energéticos. Para los grandes consumidores industriales se realiza una evaluación de la eficiencia energética de cada rama industrial, basada tanto en la penetración tecnológica de las plantas industriales como en las ganancias de rendimiento esperadas existentes en los balances energéticos de cada segmento de la industria.

Por fin, para la clase de consumo residencial se utiliza el modelo de proyección energética del sector residencial (MSR) de la EPE, donde se realiza un análisis desagregado de los principales equipamientos residenciales hasta llegar a un valor de eficiencia para la propia clase. El MSR es un modelo técnico-paramétrico basado en el enfoque *bottom-up*, en el que se utilizan datos e información desagregada de equipamiento residencial para obtener proyecciones de consumo de energía para la clase residencial.

El gráfico A.8.4 presenta las perspectivas de ganancias de eficiencia en cada sector, según la metodología adoptada por la EPE, en el año 2032 (último considerado en el análisis).

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

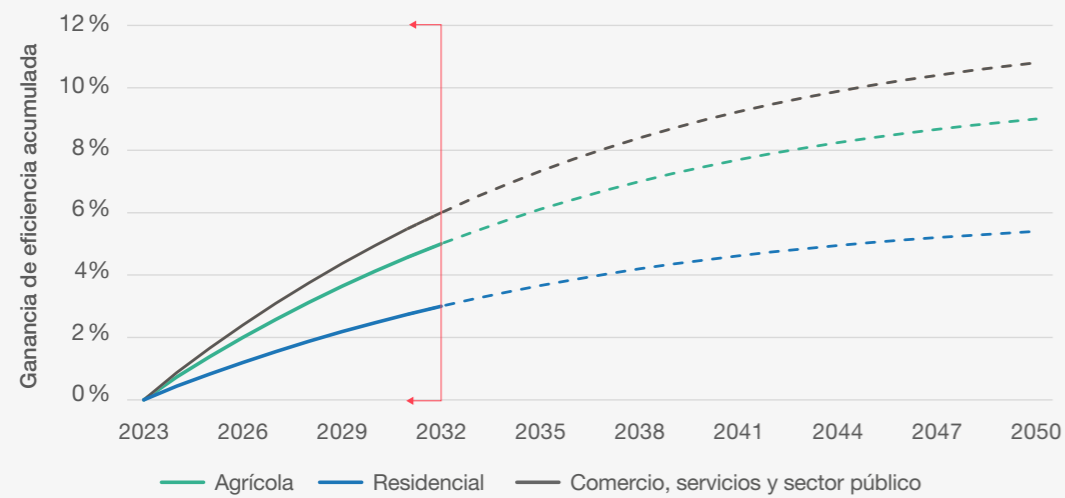


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

Para los 10 primeros años del estudio (2023-2032) se utilizó la curva de adopción de la EPE, desagregada por sector. Para los años siguientes, hasta el fin del horizonte (2050), se extendieron las curvas con base en una regresión polinomial de orden 3, que presentó el mejor ajuste a la curva inicial.

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



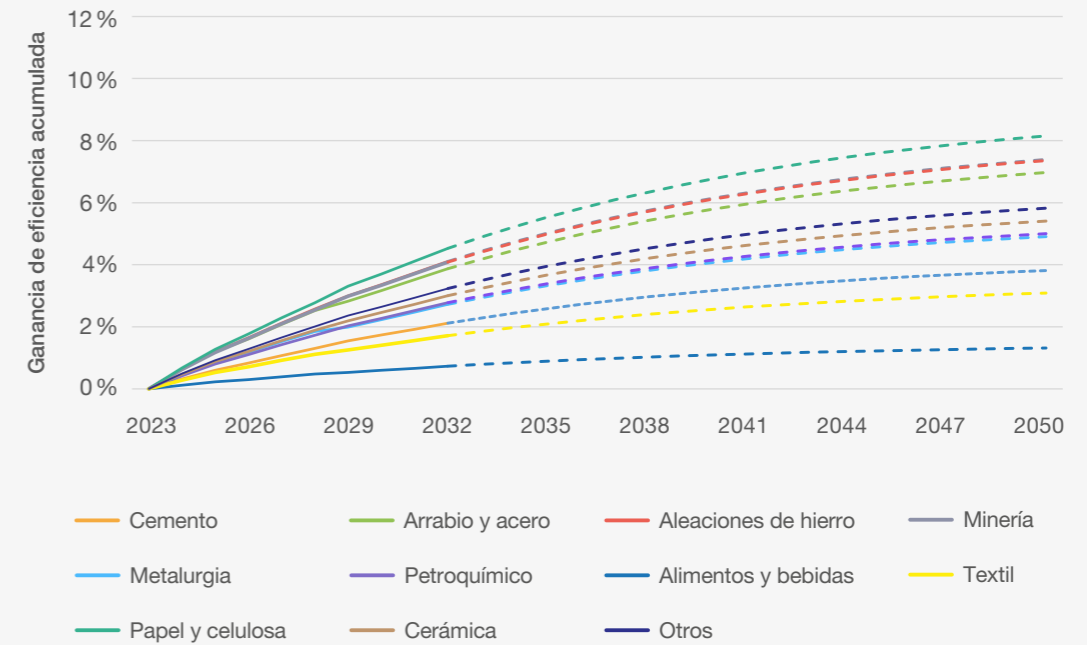
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

En el ámbito del sector industrial, se llevó a cabo una meticulosa desagregación de las ganancias de eficiencia con el propósito de capturar las particularidades de cada subsector (gráfico A.8.6). De manera similar a los datos presentados en el gráfico A.8.5, las proyecciones de estas ganancias de eficiencia se fundamentan en los datos correspondientes al PDE 2032.

Los países que cuentan con información desagregada por subsector son Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Jamaica, México y Perú. Para los países que no cuentan con información desagregada se aplicó la curva de ganancia de eficiencia para el sector industrial que se muestra en gráfico A.8.5.

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).



Pronóstico de precios de los combustibles

Uno de los insumos relevantes con respecto a la formación de precios de energía en el modelo de despacho son los precios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas. Hay muchos países integrantes de

CAF cuyo parque generador de energía eléctrica es altamente dependiente de los combustibles fósiles, como el carbón, el GN o los derivados del petróleo (por ejemplo, el combustóleo o fueloil y el diésel).

La proyección de precios de dichos combustibles típicamente incluye una estimación de los costos de compra del producto *per se* por parte de los generadores y de los cargos adicionales relacionados con el transporte, la distribución y comercialización de los productos. La componente de costo de esos productos es, en muchos casos, altamente dependiente de los precios practicados en los mercados internacionales, ya sea porque el combustible es de hecho importado, sea porque el mercado internacional es percibido como un costo de oportunidad para las transacciones domésticas.

Por esa razón, un abordaje comúnmente utilizado es indexar los precios corrientes (en términos reales) a pronósticos de precios internacionales de combustibles elaborados por fuentes renombradas, como el Banco Mundial, la Energy Information Administration (EIA) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). Evidentemente, hay países que poseen dinámicas y reglas de precio propias (por ejemplo, precios regulados), lo que se incorpora en el modelado de manera individual siempre que corresponda.

Adicionalmente, en el caso de las componentes adicionales que conforman los costos finales de los combustibles en los países, relativos a su transporte, comercialización y distribución, se calculan considerando que su evolución está dictada básicamente por actualizaciones inflacionarias o cambiarias, de forma que estos componentes se consideran constantes en términos reales hasta el fin del horizonte de estudio (2050).



Supuestos de oferta

Este apartado presenta los supuestos de oferta considerados en los casos de largo plazo. Un supuesto clave para optimizar la expansión de los sistemas es la caracterización y construcción de los proyectos candidatos, que pueden seleccionarse para componer la expansión de los sistemas siguiendo criterios de mérito económico. Para eso, es importante definir las características y estructura de costos de cada tecnología candidata a la expansión, tales como los CAPEX, OPEX, los costos fijos y la vida útil, que son cruciales para determinar la competitividad de cada proyecto y tecnología.

Uno de los insumos más importantes para la creación de los proyectos candidatos es el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) según la tecnología. Para obtenerlo, es necesario estimar los costos de inversión, las características técnicas de los proyectos y la participación en el despacho del sistema. Para los costos de inversión y mantenimiento, lo ideal es tener una referencia (*benchmark*) de los precios en las regiones o utilizar referencias internacionales.

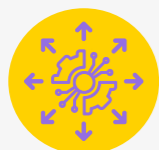
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas variables hasta el año 2050 (por ejemplo, para fuentes con mayor despliegue, como la eólica, la solar y la batería, se esperan reducciones en sus costos de inversión como resultado de los avances tecnológicos y del mayor desarrollo de estas industrias).

En el caso de proyectos termoeléctricos, específicamente, la recomendación es utilizar datos de plantas térmicas típicas; por ejemplo, centrales a diésel, combustóleo, GN de ciclo abierto o combinado, carbón, biomasa y geotérmicas. Las características técnicas básicas para representar estos proyectos típicos incluyen eficiencia y costos de O&M fijos y variables, entre otros. Otro punto

de gran importancia para la modelación de proyectos termoeléctricos son los precios de los combustibles (discutidos en el subapartado anterior). Al igual que se hace para los costos, se pueden utilizar referencias internacionales si no hay datos específicos de la dinámica regional.

Para las renovables, es importante mapear el potencial de cada tecnología para estimar las cantidades máximas, además de identificar los mejores sitios para el desarrollo de nuevos proyectos, respetando las restricciones ambientales y sociales. Para la estimación de la generación es importante crear escenarios estocásticos compatibles con los recursos naturales locales. Esto se realiza utilizando el modelo desarrollado por PSR, conocido como Time Series Lab (TSL)

Evidentemente, hay tecnologías que no deben ser consideradas como proyectos candidatos a la expansión en todos los países objeto del estudio. Esto se debe a que, en muchos casos, por motivos de disponibilidad de recursos o políticas energéticas locales, por ejemplo, no es razonable considerar que proyectos de determinadas tecnologías sean construidos en ciertas localidades. Dichas restricciones también deben ser tomadas en cuenta en la definición de los supuestos de oferta, incluso incorporando potenciales diferencias en el portafolio de tecnologías candidatas entre los casos simulados (BAU y TE).



Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

Este apartado presenta la metodología y supuestos utilizados para determinar las inversiones en transmisión de energía eléctrica de los países, junto con los supuestos considerados tanto para el caso de BAU como para el caso de TE. El proceso está compuesto de tres etapas principales: (i) selección de las infraestructuras de transmisión que podrán componer las expansiones

de cada país; (ii) determinación de los costos de cada infraestructura (línea, subestaciones y equipos asociados); y (iii) cálculo de las inversiones requeridas.

► Infraestructuras de transmisión

Las inversiones en transmisión resultan de los incrementos de demanda, de las nuevas adiciones de capacidad de generación en los sistemas eléctricos y de la consecuente necesidad de evacuar esta cantidad incremental de energía. Tales inversiones varían por país, de acuerdo con lo que se pronostique sobre la evolución de sus sistemas y de sus características físicas, topográficas, así como de los tipos de activos de transmisión disponibles en cada uno de ellos.

En este ámbito, primero se mapearon las características de los sistemas de transmisión del país y los tipos de activos que podrían componer la expansión de cada uno de ellos.

Las características más presentes en el sistema eléctrico del país fueron utilizadas como guía para la determinación de los niveles de tensión más comunes de dicho sistema y fueron contrastadas, siempre que fue posible, con los datos relativos a proyectos candidatos de acuerdo con informaciones locales, tales como sus planes de expansión de transmisión.

► Coste de la infraestructura de transmisión

El coste de los candidatos a la expansión de la transmisión de cada país es un desafío dado que hay una gran pluralidad con respecto a las informaciones disponibles en cada uno de ellos. Para realizar esta tarea, se buscó una referencia que tuviera parámetros suficientemente variados y especificados, de manera que posibilitara la elaboración de una composición de costos estándares para diferentes tipos de infraestructura (líneas, subestaciones y equipos asociados, para diferentes niveles de tensión).

La principal fuente de datos utilizada en la estimación de los costos de inversión en líneas de transmisión fue el simulador proporcionado por el regulador brasileño, Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL, s. f.), que constituye una rica base de datos en la cual se definen parámetros, tales como la clase de tensión, la configuración de la cadena de aisladores y el cable conductor,

entre otros. De esta forma, se buscó identificar los equipos necesarios para la construcción de infraestructuras completas por nivel de tensión. El cuadro A.8.1 ejemplifica los parámetros estándares que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

CUADRO A 8.1

Definición de los parámetros para estimar los costos de las líneas de transmisión

Presupuesto de líneas de transmisión
Nombre de la línea de transmisión: LT500
Extensión de la línea (km): 50
Estado(s): Mato Grosso Do Sul, Mato Grosso, Goiás, Distrito Federal, Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba
Fecha de referencia de la cotización: Junio de 2023
Tipo de corriente: Corriente alterna
Clase de tensión: 500 kV
Configuración cadena de aisladores: Aisladores (III)
Tipo de circuito: Circuito simple
Tipo de estructura: Acero autosoportado convencional
Tipo de fundación: Concreto
Tipo de obra: Instalación
Cable conductor: CAA 1113 565 49 BLUEJAY 45 X 7 (N=3)
Cable pararrayos: Acero 7.94, acero 5/16 (N=2)

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2¹⁹.

CUADRO A 8.2

Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión

Costo de las LT	USD/km
<69 kV	70.000
69 kV	99.600
115 kV	198.500
230 kV	240.000
500 kV	380.000

Es importante destacar que la parte de los costos de infraestructura de transmisión está asociada a la construcción de las líneas, los materiales utilizados, el aislamiento de las líneas y las estructuras necesarias, entre otros. Sin embargo, hay que contar todavía con la parte de las subestaciones, en la que están incluidos los transformadores de potencia, interruptores, estructuras necesarias para la instalación y rectificadores. Con base en los datos analizados, se considera un incremento del 40 % al costo de las líneas de transmisión (mostrados en el cuadro) por concepto de subestaciones y equipos asociados.

¹⁹ Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.

► Cálculo de las inversiones en transmisión

Como se ha mencionado anteriormente, hay una relación íntima entre los resultados del estudio de expansión de la generación y las necesidades de inversión en transmisión, una vez que las redes son añadidas, para evacuar la energía de los generadores y abastecer a las crecientes cargas. Tales necesidades dependen de la demanda y la generación eléctrica pronosticada para el futuro, que a su vez varía según las metas de generación renovable del escenario de BAU y de TE de cada país. Para cada uno de los casos, se identificaron las ampliaciones en infraestructura de transmisión necesarias con base en los incrementos de demanda y generación y las necesidades de evacuación de electricidad.

Una vez definidas las necesidades de transmisión en cada país, relacionadas con los incrementos en demanda y generación, las infraestructuras candidatas a la expansión de transmisión de los países fueron escogidas de acuerdo con la realidad de cada uno de ellos (subapartado “Infraestructuras de transmisión” de este apéndice). Adicionalmente, para los costos asociados con cada tipo de infraestructura por nivel de tensión (expuestos en el subapartado anterior), se calculan las inversiones en transmisión en cada país (IT), que pueden ser cuantificadas de acuerdo con la formulación siguiente:

$$IT = \sum_{i=2050}^{2050} \sum_k (L_{k,i} * C_k) + CS_i \quad (1)$$

Siendo:

$L_{k,i}$: la longitud de líneas de tensión k añadidas en el año i [km];

C_k : el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión k [USD/km];

CS_i : el costo unitario de instalación de subestaciones (y equipos asociados) en el año i [USD].

Una vez que se estima el costo total para las líneas de transmisión y se relaciona con la proporción de inversión mencionada en el subapartado anterior entre líneas de transmisión y subestaciones, se considera también el costo para la

instalación de subestaciones y los equipos asociados para cada año, resultando en la inversión total en transmisión para el horizonte de estudio.



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

Después de determinar los escenarios de expansión y seleccionar el portafolio de proyectos, se estiman de forma detallada, a escala regional y por país, los requerimientos de inversión para el desarrollo de los proyectos de interés. Además, se calculan indicadores de la relación beneficio/costo de los proyectos. Esta variable será estimada tanto de forma económica como con base en indicadores socioambientales que permitan una priorización indicativa del desarrollo e implementación de los proyectos en los sistemas eléctricos de los países, para el cumplimiento de sus objetivos de reducción de GEI.

No obstante, en el caso particular del sector de la distribución de energía eléctrica, el estudio de proyectos individuales es inviable por las características de estos sistemas en términos de granularidad y estado actual de la red, así como por la topología existente para cada distribuidora con zona de concesión en cada país. Como consecuencia, se ha adoptado un enfoque centrado en las características generales de las redes (capacidad instalada, kilómetros de red en media y baja tensión, cantidad de usuarios) para estimar las inversiones totales requeridas por los países. Así, se presentan una metodología de cálculo, resultados y análisis por país, y finalmente los requerimientos totales.

Para obtener las necesidades de inversión, las estimaciones de costos se han focalizado en el impacto de la transición energética en los sistemas de

distribución de energía eléctrica de cada país. En particular, el análisis se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que son cuantificables. Se ha analizado:

- ▶ En primer lugar, la inserción de infraestructura de medición inteligente y la actualización de la red debido a la instalación de generación distribuida.
- ▶ En segundo lugar, el desarrollo de la electromovilidad y la necesaria instalación de una red de carga pública.
- ▶ En tercer lugar, la necesidad de modernizar y reforzar las redes de distribución (flexibilización) por el aumento de la demanda de electromovilidad.

Como podrá observarse, no se ha considerado el tiempo de ejecución de las obras que explican las inversiones. En consecuencia, los montos anuales corresponden al año en el cual las obras deberían estar en servicio.

▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

La inserción de la generación distribuida (GD) en las redes eléctricas implica una serie de modificaciones en ellas, según el nivel de penetración o de las indicaciones de la distribuidora que actúe en la zona de concesión. Algunos de los sistemas que se deben agregar o modificar, aguas arriba del medidor, en una red de distribución debido a la GD, son:

- ▶ Medidores inteligentes, que permitan la medición bidireccional de la potencia activa y reactiva.
- ▶ Protecciones eléctricas, dado que se agrega generación con posible inyección en puntos de la red donde sólo existía consumo.
- ▶ Comunicación, para transmitir los datos de los medidores hacia los centros de medición y control y, eventualmente, poder controlar la GD desde estos.

- ▶ Automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas.

La idea detrás de la incorporación y actualización de los mencionados elementos es que la red pueda aprovechar los beneficios de contar con GD, con lo cual, para ello debe, entre otros puntos:

- ▶ Optimizar la velocidad en las detecciones de fallas de la red para reducir la duración de los cortes de servicio (índice SAIDI, por sus siglas en inglés) y el tiempo en el que los prosumidores permanecen desconectados.
- ▶ Mejorar la capacidad de regulación de la tensión en las líneas de media tensión, combinando las funciones de los cambiadores de tomas de los transformadores en las estaciones transformadoras con las capacidades de regulación de la GD.
- ▶ Desconectar, en caso de falla, la GD de la red, para evitar daños a personas e instalaciones.

Como puede observarse, las modificaciones dependen fuertemente del estado actual de la red en cuestión, del nivel de penetración de la GD actual y previsto, y de la ubicación de esta.

La diversidad del estado actual y de las proyecciones entre países, incluso considerando las distintas distribuidoras que actúan dentro de cada país, colocaría fuera de escala un análisis por empresa dentro de este subapartado. Por consiguiente, se ha efectuado un modelado de costos que permite obtener, en primer lugar, una estimación del direccionamiento de posibles inversiones que habiliten la inserción de GD (esto es, medidores inteligentes) y, en segundo lugar, de las inversiones en caso de que, además de medidores inteligentes, se desee desarrollar una infraestructura avanzada de medición típica (AMI, según sus siglas en inglés).

Por AMI se entiende el uso de tecnologías de la información y la comunicación (TIC) asociado a una periódica y sistemática medición, lectura, monitoreo y gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios. Los componentes básicos de un sistema AMI son los siguientes (véase la figura A.8.4):

- ▶ Medidores inteligentes.
- ▶ Concentradores de información.
- ▶ Sistema de comunicaciones entre el concentrador o colector y la base de datos, y entre los medidores y la base de datos.
- ▶ Sistema de gestión de datos de medición.

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI



Fuente: Elaboración propia (con imágenes tomadas de la web).

Teniendo en cuenta lo anterior, la estimación de costos se ha realizado en dos etapas.

Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

- ▶ Se considera un medidor inteligente monofásico por cada usuario-generador residencial y un medidor inteligente trifásico por cada usuario-generador industrial. A ello se suma, un medidor monofásico y uno trifásico cada dos usuarios-generadores comerciales.

Por otro lado, en aquellos casos en los que la penetración de medidores inteligentes se encuentre actualmente en un nivel avanzado, los nuevos medidores corresponderán únicamente a:

- usuarios comerciales e industriales que instalen GD;
- usuarios residenciales que instalen GD, una vez que la cantidad supere el número de medidores inteligentes relevados.

Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

- ▶ Se consideran inversiones en colectores de datos de mediciones, en proporción de 1 colector por cada 50 medidores (GTD, 2016).
- ▶ Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- ▶ No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- ▶ Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA²⁰. Para ello, sería necesario acceder a información sobre el estado actual de estos sistemas en cada distribuidora, sus características técnicas y la posibilidad de ampliación.

²⁰ SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition*).

Adicionalmente, es preciso aclarar que, por su característica de dependencia de la topología y el estado y ubicación actual de los equipos en cada red de distribución:

- ▶ No fue posible estimar inversiones en automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas (particularmente, instalación de interruptores y reconectores telecomandados).
- ▶ No fue posible estimar inversiones en nuevas protecciones eléctricas por restricciones operativas derivadas de instalaciones del tipo con flujo bidireccional.

Los costos del equipamiento para una instalación urbana, que se presentan en el cuadro A.8.3, fueron extraídos del EMIIT.

CUADRO A 8.3

Costos considerados para la inserción de GD

Documento	Tecnología	Medidor monofásico [USD/unidad]	Medidor trifásico [USD/unidad]	Colector [USD/unidad]	Software [USD/unidad]	Enlace comunicación [USD/colector]
EMIIT	PLC AF	61,8	179,7	983,2	13,1	0,003

Nota: La tecnología PLC AF consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de despacho.

Fuente: GTD (2016).

Para calcular la cantidad de prosumidores o usuarios-generadores residenciales, comerciales e industriales, se utilizaron las proyecciones anuales de GD instalada por país, efectuadas para cada sector. Realizando el cociente entre dichas proyecciones y una capacidad instalada promedio de una instalación de GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para Chile se muestran en el cuadro A.8.4.

CUADRO A 8.4

Capacidades instaladas promedio en GD

GD industrial [kW]	GD comercial [kW]	GD residencial [kW]
109,8	30,7	2,9

Fuente: Elaboración propia con valores asumidos, teniendo en cuenta la regulación del país.

Finalmente, la cantidad de usuarios estimada es multiplicada por el costo del medidor, asumido como constante a lo largo del periodo de análisis. En el cuadro A.8.5 se muestran las estimaciones del número de usuarios en Chile, por sector, para los años 2030, 2040 y 2050.

CUADRO A 8.5

Cantidad de usuarios tipo con GD por año

Año	# Industriales	# Comerciales	# Residenciales
2030	8.308	36.121	106.037
2040	11.542	48.296	308.897
2050	16.881	63.296	452.049

▶ Metodología para estimar una red de cargadores públicos

Para la estimación de los costos que demandará el desarrollo de una red de recarga pública en cada país, se tienen los siguientes puntos de partida.

- ▶ Las características (capacidad instalada, pérdidas y factor de utilización) de cada tipo de estación de recarga modelo considerada. Al respecto, nótese que:
 - las capacidades se encuentran dentro de los límites previstos tanto por la IEA (2022) como por el Alternative Fuels Data Center (AFDC) de Estados Unidos (U.S Department of Energy, s. f.);
 - las pérdidas y el factor de utilización fueron tomados de trabajos previos realizados por MRC;
 - se ha asumido que esas dos variables decrecerán un 2 % por año (Austin, 2023).

Cabe aclarar que es necesario modelar las estaciones de recarga privadas (residenciales) para poder obtener la energía que se debe abastecer con las estaciones públicas.

CUADRO A 8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

Tipo de estación	Potencia (kW)	Pérdidas (porcentaje)	Factor de utilización	Costo por unidad (USD)
Residencial	7	5 %	40 %	2.000
Pública CA	22	5 %	40 %	5.600
Pública CC	60	5 %	65 %	20.500

- ▶ La potencia media demandada por el país debido a la electromovilidad por año. Estos valores fueron tomados del pronóstico de adopción de vehículos eléctricos, presentado en el subapartado “Electromovilidad”.
- ▶ El porcentaje de la energía total consumida por electromovilidad, que será abastecido por cada tipo de estación de recarga.

CUADRO A 8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

Año	Residencial	Pública CA	Pública CC
2023	95 %	5 %	0 %
2050	50 %	25 %	25 %

Debido al estado incipiente en el que se encuentran los países miembros de CAF en términos de desarrollos de infraestructura pública en este ámbito, se asumió que en 2023 las estaciones de recarga residenciales abastecían el 95 % del total de la energía consumida por los vehículos eléctricos. El 5 % restante era abastecido por las estaciones de corriente alterna (AC), dado que la tecnología de corriente continua (CC) no se encuentra, en términos generales, desplegada en la región.

Para el año 2050, el avance en infraestructura pública hará que el 50 % de la energía sea abastecida por estos medios.

Para los años intermedios, se ha asumido una proyección lineal desde 2023 hasta 2050.

- ▶ Una curva de carga típica por estación, tomada a partir de la experiencia internacional. En este punto, cabe aclarar que los horarios de recarga son sensibles a las tarifas existentes y al comportamiento de los individuos, con lo cual existen divergencias entre los países que no fueron considerados en este análisis a fin de homogeneizarlo.

GRÁFICO A 8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

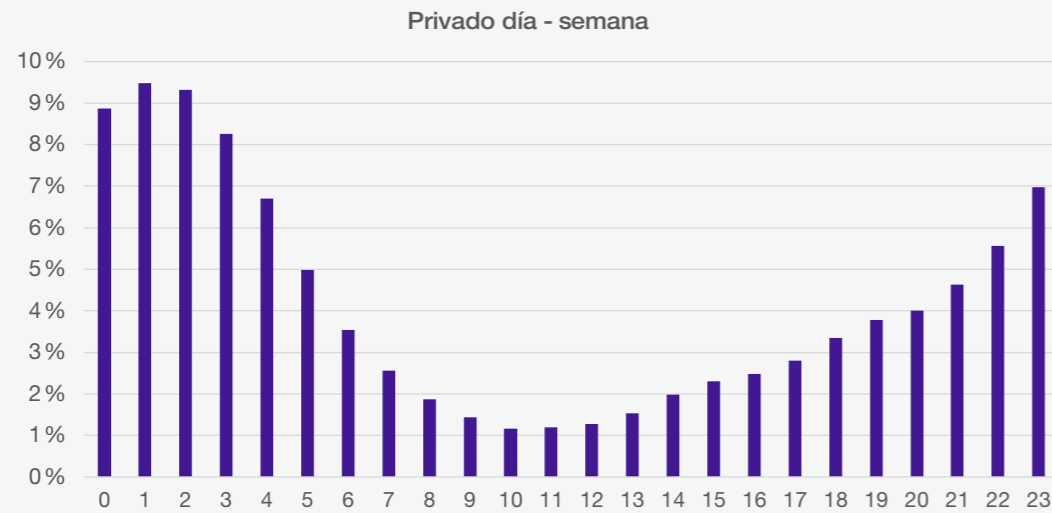
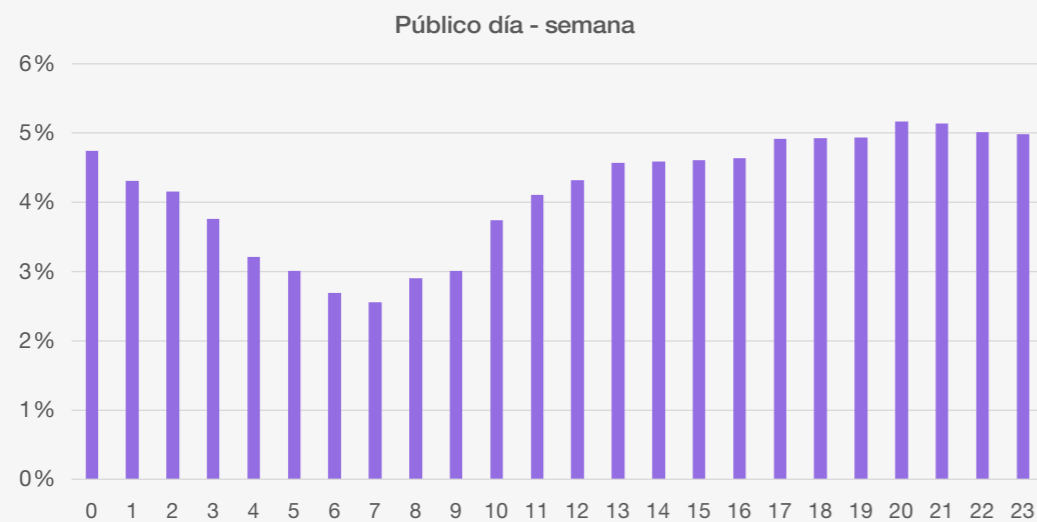


GRÁFICO A 8.8

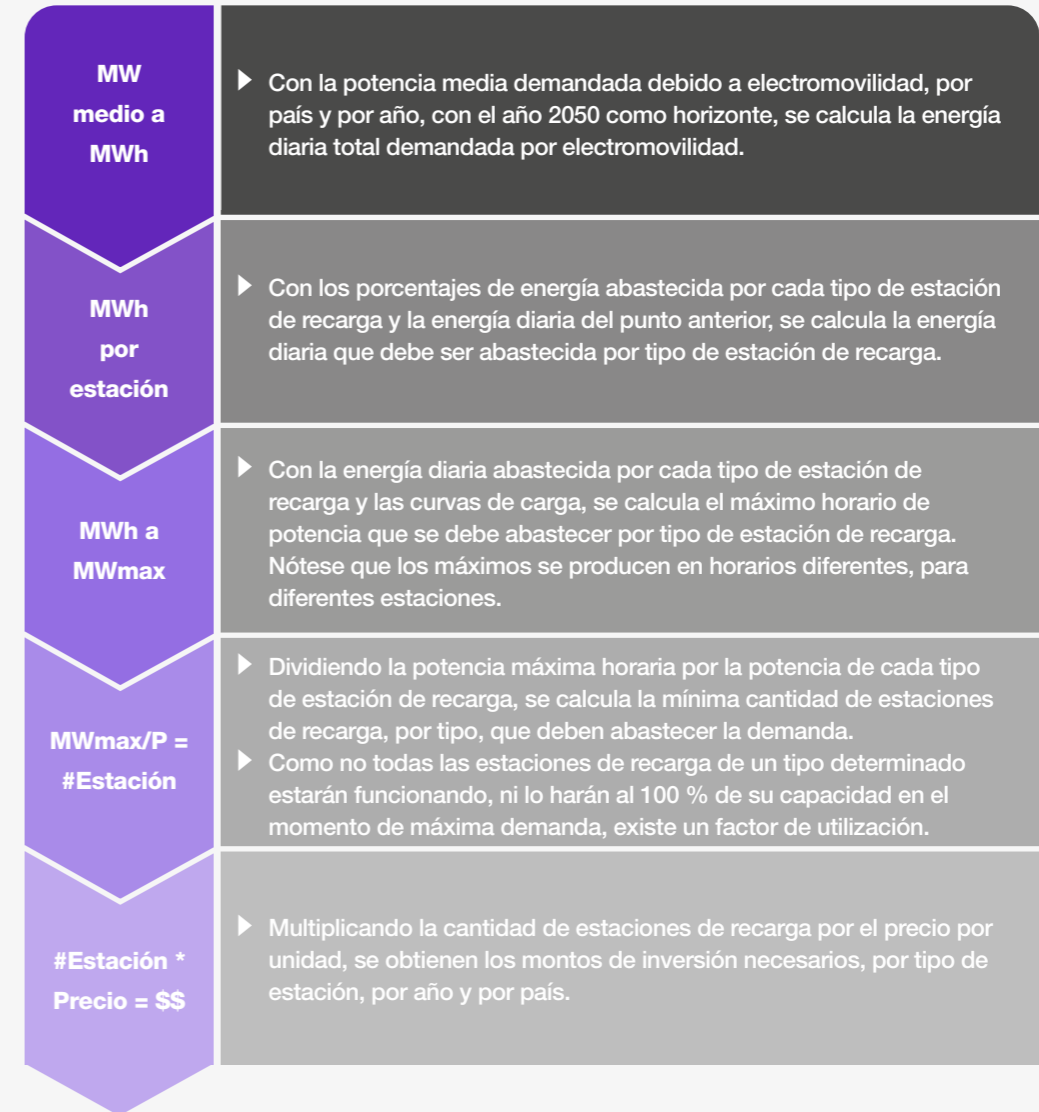
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.5, permiten estimar un monto de inversiones en estaciones de recarga pública, que deberán afrontarse como costos dentro de los sistemas de distribución.

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



▶ Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este

se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

La referencia adoptada para el indicador USD/kW es el promedio del valor nuevo de reemplazo (VNR) por kW instalado, indicado para distintas distribuidoras de Chile en la Resolución Exenta N.º 40 de la CNE, publicada en 2020, que fija áreas típicas para el cálculo de los componentes del valor agregado de distribución para el periodo 2020-2024. Se ha elegido esta fuente porque el sistema regulatorio chileno muestra una importante madurez en la definición de topologías eficientes de red y precios unitarios de inversión considerablemente transparentes y reflectivos de los precios internacionales.

El VNR representa una forma de valorización de los activos actuales de una empresa de distribución (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos utilizados para el servicio de distribución (Verbanaz, 2019). De esta manera, al utilizarlo, se apunta a considerar una topología real eficientizada de empresa distribuidora, teniendo en cuenta las tecnologías actuales que utiliza cada compañía en su área de concesión, sin cambios tecnológicos.

En tal sentido, el costo unitario de abastecer nueva demanda con las tecnologías actuales, en este caso debido a la electromovilidad, puede ser interpretado como el costo medio de la infraestructura actual de la distribuidora necesaria para abastecer una cantidad determinada de kilovatios.

En el cuadro A.8.8, se muestran los valores necesarios para el cálculo del monto en USD/kW.

CUADRO A 8.8

Datos de distribuidoras de Chile

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Enel	112,8	2.453.199	1.188.315	1.563,6	637,4
EEPA	107,6	57.221	29.224	38,5	672,0
EEC	77,4	16.387	14.191	18,7	1.139,5

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Chilquinta	68,1	443.381	431.534	567,8	1.280,6
Litoral	62,5	28.608	37.210	49,0	1.711,4
Til Til	57,7	3.337	8.893	11,7	3.506,5
Edelmag	53,5	36.485	36.011	47,4	1.298,7
CGE	45,8	2.572.871	1.428.365	1.879,4	730,5
Emelca	35,4	2.535	7.163	9,4	3.717,9
Coopersol	33,2	464	2.375	3,1	6.734,9
Saesa	20,3	402.137	366.161	481,8	1.198,1
Edelaysén	18,4	19.668	45.013	59,2	3.011,4
CEC	14,9	36.124	13.856	18,2	504,7
CRELL	13,5	12.284	41.501	54,6	4.445,3
LuzLinares	12,1	18065	39.979	52,6	2.911,9
Frontel	11,7	148.044	340.672	448,3	3.027,8
Edecsa	10,4	18.335	15.656	20,6	1.123,5
Coopelan	7,4	18.203	42.474	55,9	3.070,2
LuzParral	7,2	20.135	43.693	57,5	2.855,3
Copelec	7,2	30.104	87.209	114,7	3.811,7
Luz Osorno	5,9	23.023	49.947	65,7	2.854,5
Coelcha	5,2	7.412	26.929	35,4	4.780,5
Cooprel	5	7.322	14.713	19,4	2.644,0
Socoepa	4,9	6.312	16.184	21,3	3.373,7
Codiner	4,5	14.067	27.618	36,3	2.583,3

Nota: Se ha aplicado una tasa de 760 pesos por dólar. MT, significa media tensión; BT, baja tensión. Fuente: Elaboración con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

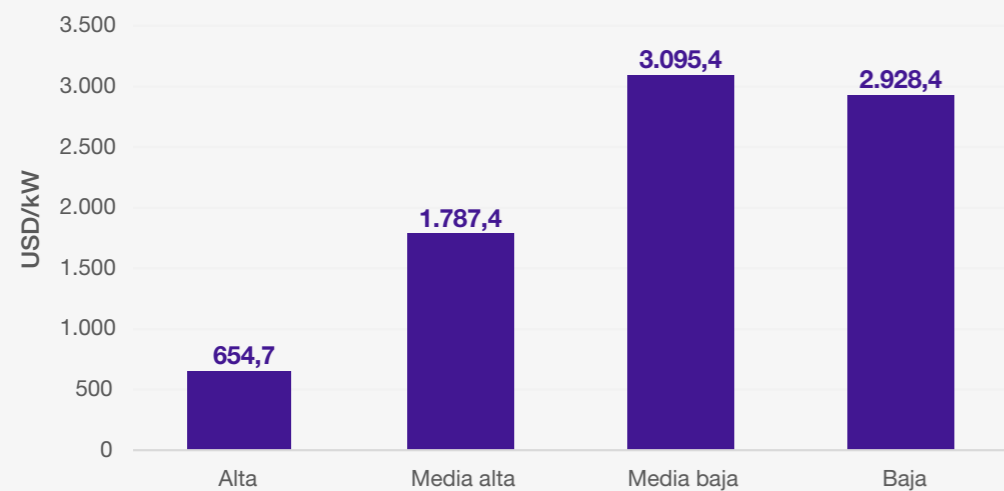
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ Alta densidad, con valores superiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-alta, con valores superiores a 50 e inferiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-baja, con valores superiores a 20 e inferiores a 50 clientes/km.
- ▶ Densidad baja, con valores inferiores a 20 clientes/km.

Los valores de VNR/potencia instalada en USD/kW están reflejados en el gráfico A.8.9.

GRÁFICO A 8.9

VNR/kW instalado según la densidad de clientes por km de red



Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

En promedio, el coeficiente seleccionado indica que es más oneroso hacer inversiones para abastecer el próximo kilovatio en distribuidoras con menos densidad de clientes por kilómetro de red, o sea, aquellas que se asemejan más a las redes rurales de distribución; por el contrario, en aquellas con alta densidad de clientes, que se asemejan a redes urbanas, el costo de abastecer el próximo kW es inferior, dado que pueden apoyarse en infraestructura existente y una red más mallada.

Posteriormente, para cada país se calcula el costo de alimentar a la nueva demanda por electromovilidad, asumiendo que se tiene un mismo valor de USD/kW en todo el territorio y que este valor corresponde a densidades alta y media-alta, estimando así los límites inferior y superior de las inversiones, respectivamente. En este último cálculo se considera que las estaciones de recarga se instalarán en zonas con mayor densidad de clientes y que las distribuidoras evolucionarán hacia valores mayores de clientes/km de red con el paso de los años.

