



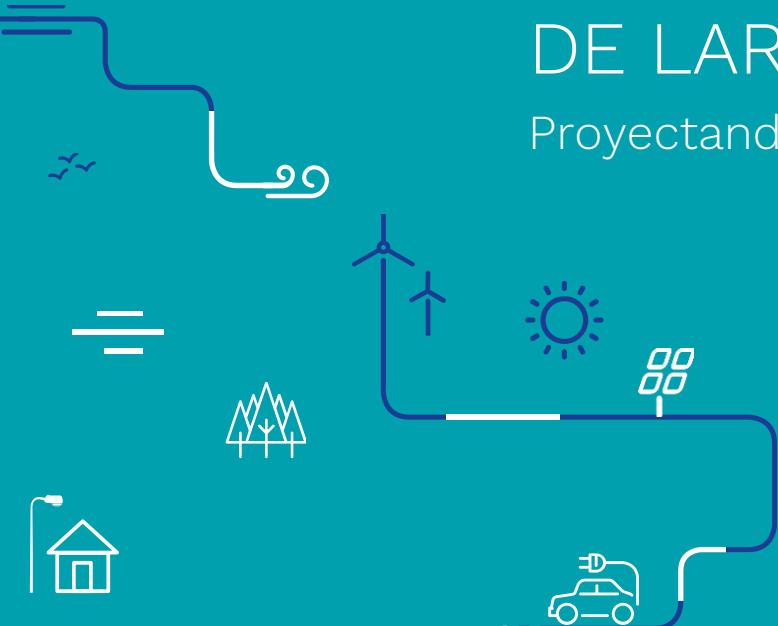
INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2020

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando **juntos** el **futuro energético** de Chile



PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO





Informe de Actualización de Antecedentes 2020

Planificación Energética de Largo Plazo 2018 – 2022*

En este documento se presenta la actualización 2020 de las proyecciones energéticas asociadas al proceso de planificación energética de largo plazo vigente, periodo 2018 – 2022, conforme a lo establecido en el inciso segundo del artículo 83º de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Los principales cambios considerados en esta versión, contemplan:

- a. Actualización de las trayectorias de retiro de carbón, conforme a los últimos anuncios efectuados por las empresas propietarias durante el año 2020.
- b. Proyección de la demanda energética, incorporando la meta de carbono neutralidad en escenarios de demanda alta.
- c. Consideración de nueva fecha de puesta en servicio del Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, para diciembre de 2028.
- d. Actualización de costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento, y de precios de combustibles fósiles.
- e. Mejor representación del sistema de transmisión para efectos del análisis de optimización conjunta entre generación y transmisión eléctrica.
- f. Actualización de obras de generación y transmisión en construcción.
- g. Mejoras en modelación de centrales térmicas a gas y sistemas de almacenamiento energético.



Glosario

BESS: Battery Energy Storage Systems.

CN: Carbono Neutralidad.

CO₂: Dióxido de Carbono.

CSP: Concentración Solar de Potencia.

Emisiones GEI: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

FV: Fotovoltaica.

HVDC: High Voltage Direct Current.

IAA: Informe de Actualización de Antecedentes
(de la Planificación Energética de Largo Plazo).

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.

PELP: Planificación Energética de Largo Plazo.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SGE: Sistemas de Gestión de Energía.



Índice

- 1. Planificación energética y regulación**
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos y próximos pasos

Planificación energética: regulación y actualización 2020

Ley General de Servicios Eléctricos

Art. 83º (incisos 1 y 2).- Planificación Energética. Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.

El proceso de planificación deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con que cuenten las regiones en materia de energía. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86º.

Informe de Actualización de Antecedentes 2020

El presente documento contiene la actualización 2020 del proceso de planificación energética de largo plazo vigente, periodo 2018 – 2022, considerando el contexto energético actual, así como las metas y compromisos sectoriales del país.

Las proyecciones energéticas anuales que emanen de la planificación energética permiten, entre otros:

1. Guiar el proceso anual de expansión de la transmisión eléctrica que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía.
2. Entregar antecedentes al Coordinador Eléctrico Nacional para la confección de su propuesta de expansión de la transmisión.
3. Proveer proyecciones energéticas para efectos de definir y evaluar metas y compromisos del país, tales como: inserción de energías renovables, análisis de carbono neutralidad, entre otros.
4. Evaluar y analizar los efectos de incorporar nuevas tecnologías que permitan un desarrollo sostenible de la matriz energética.
5. Orientar al sector y entregar señales de localización territorial para el desarrollo de los proyectos energéticos.

Escenarios energéticos de largo plazo vigentes

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (*) (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	Libre (Baja)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	+ Costo (Media)	+ Costo (Media)
2. Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (**)	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

En la tabla se presentan los cinco escenarios energéticos de largo plazo vigentes, construidos y definidos en el marco del proceso de planificación energética de largo plazo periodo 2018 – 2022.

Se incluyen en los escenarios los compromisos del país en materia de energía y cambio climático:

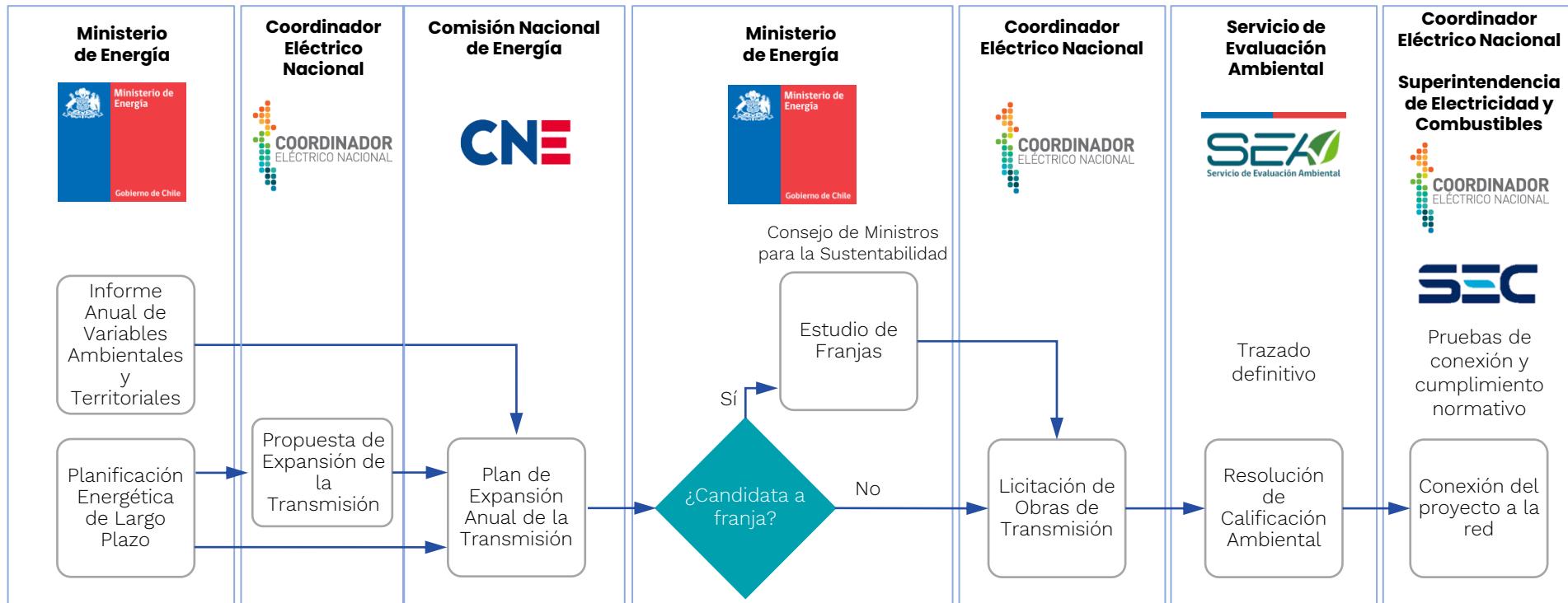
1. Plan de retiro de centrales a carbón al año 2040.
2. Carbono neutralidad al año 2050.

Más información de los escenarios en pelp.minenergia.cl

(*) ++Costo, +Costo y Libre representan sobrecostos altos, bajos y nulos a proyectos de generación en algunas zonas del sur del país, así como intensidad de retiro de carbón: alta, media y baja, respectivamente.

(**) Actual y +Alto representan un nivel de impuesto al CO2 fijo de 5 USD/Ton y con un crecimiento lineal entre los años 2030 y 2050 que alcance los 32,5 USD/Ton al final del periodo, respectivamente.

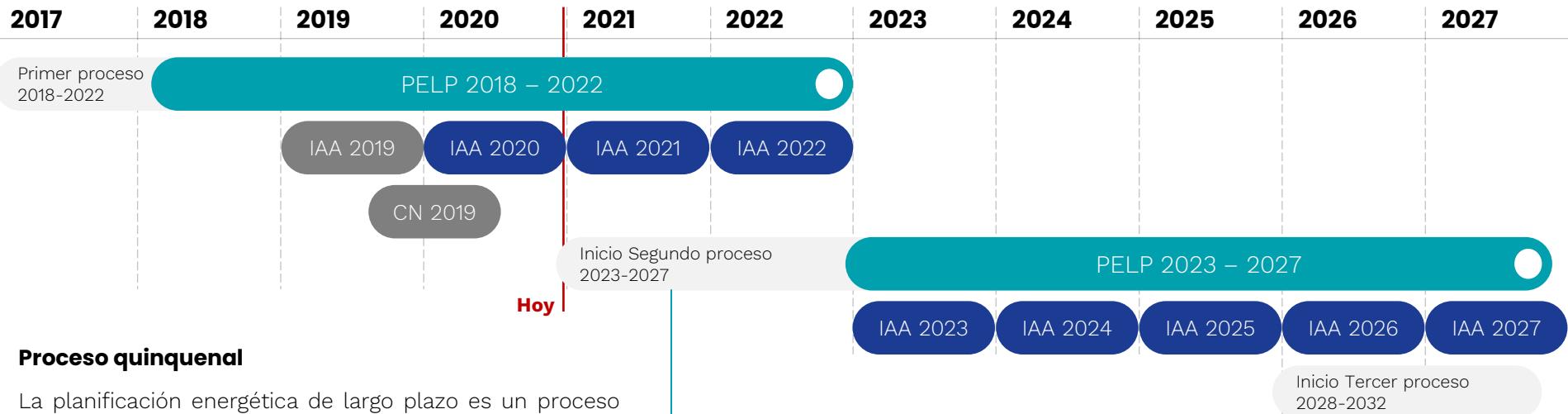
Proceso de expansión de la transmisión eléctrica



Principales hitos de la planificación energética



Desarrollo de la planificación energética



Proceso quinquenal

La planificación energética de largo plazo es un proceso que se realiza cada 5 años pero que se prepara y desarrolla de forma continua, con el objeto de definir escenarios energéticos de largo plazo, identificar polos de desarrollo y proyectar el futuro energético del país.

Actualizaciones anuales

Anualmente se desarrollan actualizaciones de las proyecciones energéticas para los escenarios vigentes.

Diciembre 2020

Inicio del segundo proceso PELP 2023-2027. Se debe iniciar al menos 24 meses antes del vencimiento de la PELP vigente 2018-2022 (Art. 84º de LGSE).

Agosto 2021

Informe Preliminar (Art. 84º de LGSE):

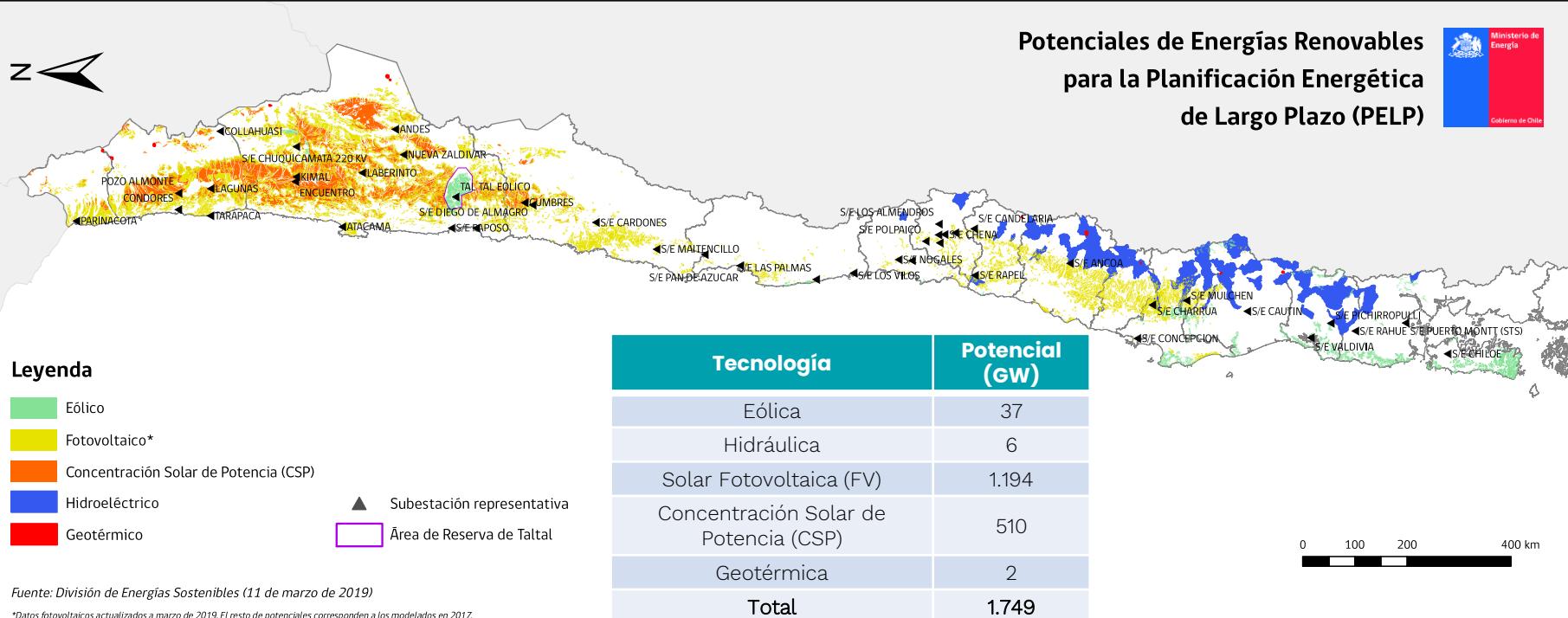
1. Nuevos escenarios energéticos de largo plazo.
2. Identificación de polos de desarrollo de generación eléctrica en provincias del país.
3. Proyecciones de demanda y oferta energética por cada escenario para un horizonte de, al menos, 30 años.

Índice

1. Planificación energética y regulación
- 2. Contexto energético**
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos y próximos pasos

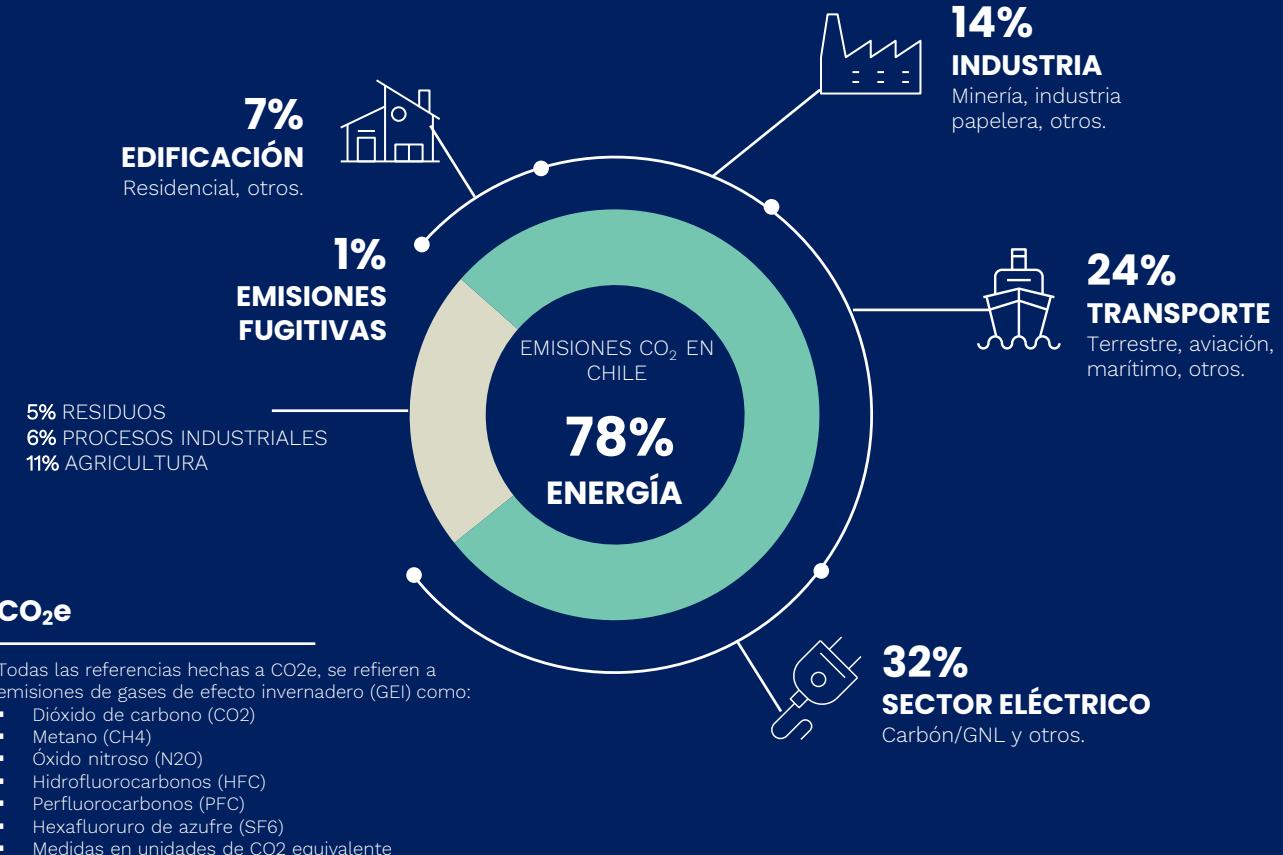
Potencial renovable en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional

Potenciales de Energías Renovables
para la Planificación Energética
de Largo Plazo (PELP)



Chile posee un enorme potencial de energías renovables en su territorio, con una capacidad total que alcanza al menos **70 veces** la capacidad eléctrica actual del Sistema Eléctrico Nacional. Estos potenciales internalizan aspectos ambientales y territoriales a tener en cuenta, y la planificación energética orienta un desarrollo eficiente de proyectos renovables y la transmisión requerida para ello.

Emisiones de gases de efecto invernadero en Chile

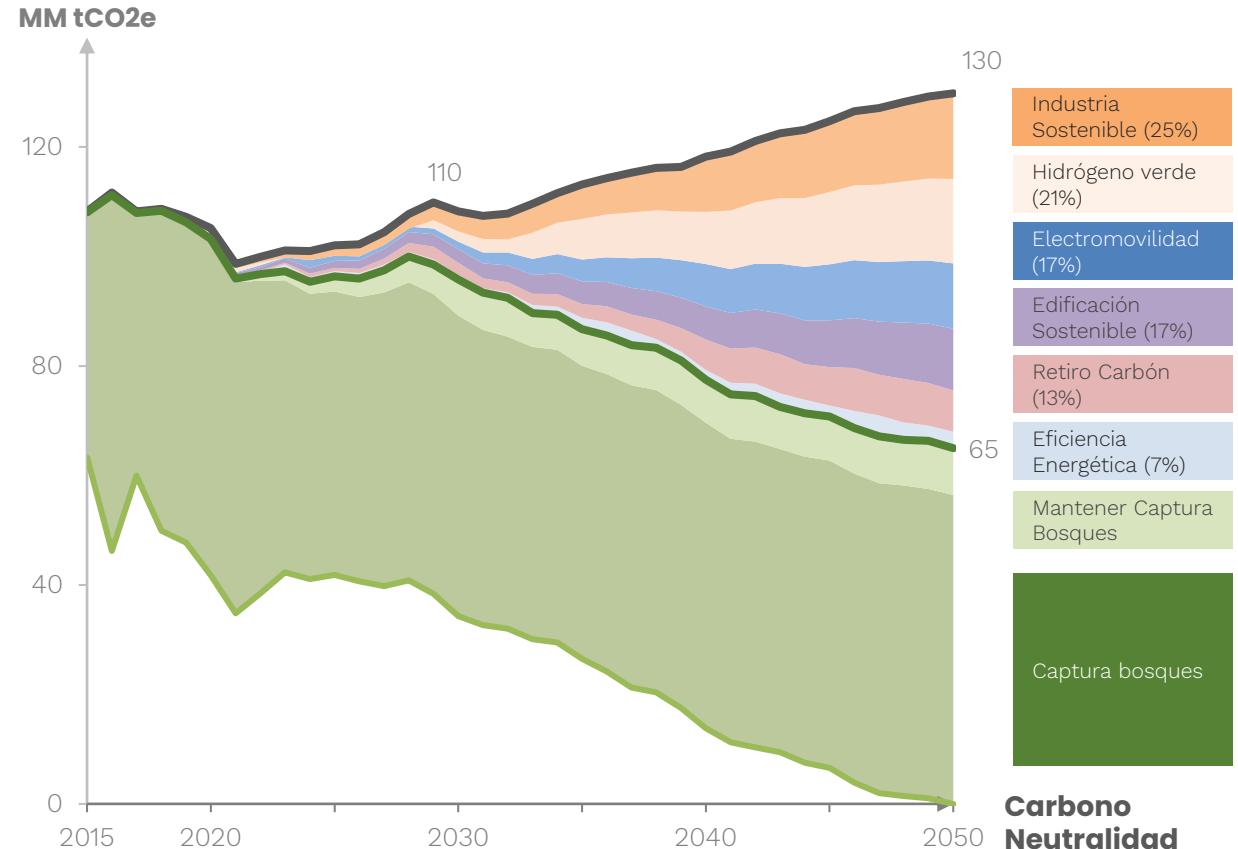


Energía: la gran oportunidad de ser una solución ambiental y climática para la sociedad

El 78% de las emisiones de gases de efecto invernadero del país provienen desde el sector energía; en particular, un 32% del sector eléctrico, un 24% del sector transporte, un 14% del sector industria y un 7% en edificaciones.

Por ello, las medidas de mitigación del sector energía son fundamentales para alcanzar la carbono neutralidad e integran a todos los subsectores y usos energéticos de la sociedad.

Chile hacia la carbono neutralidad



Nota: se considera una absorción de 57 MM de toneladas anuales del sector forestal, más un aumento de captura de 8 MM de toneladas en el 2050. Los porcentajes de reducción presentan el agregado del periodo 2020-2050

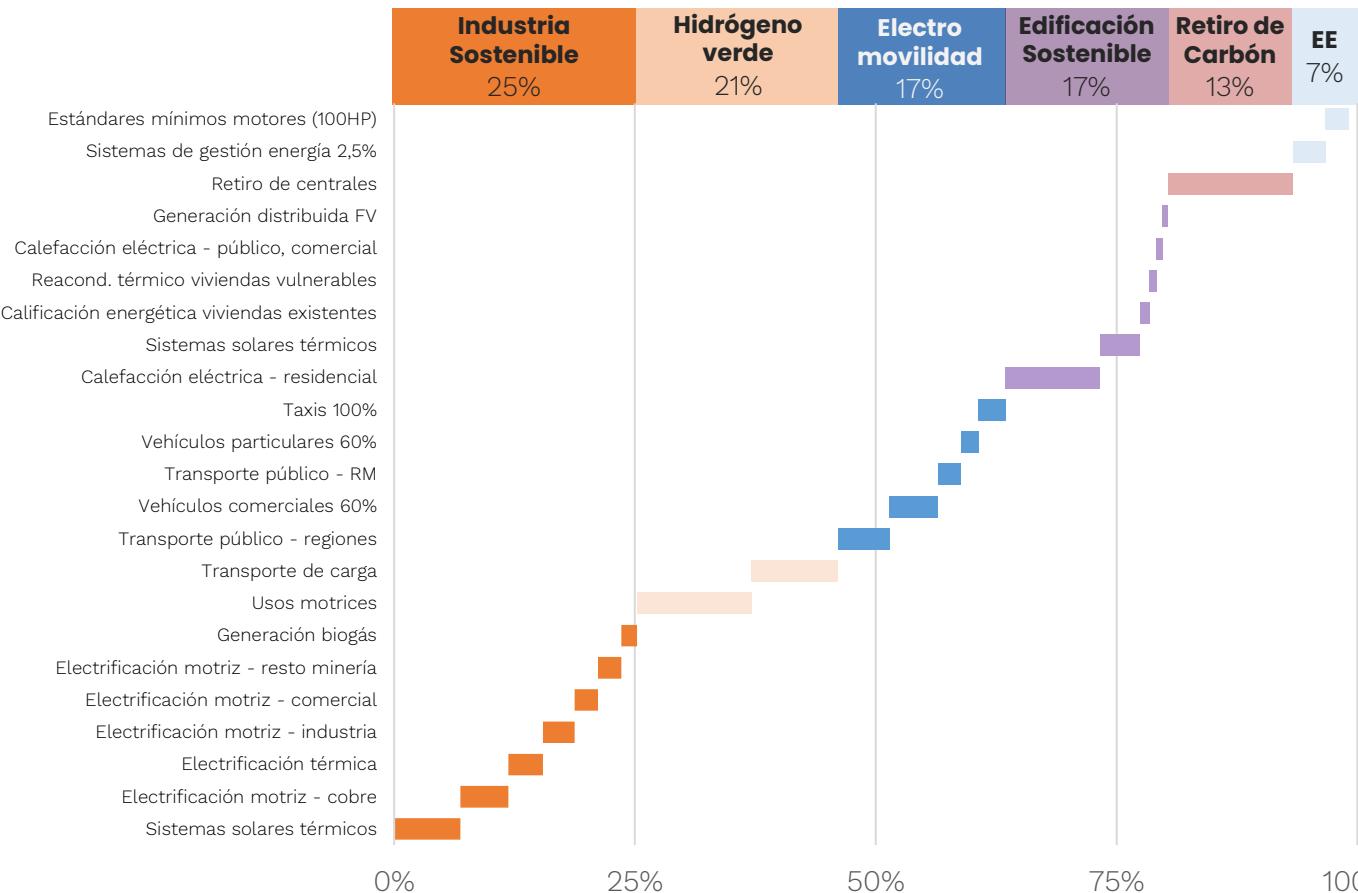
6 grandes medidas para ser carbono neutrales: un compromiso país

El camino para alcanzar la carbono neutralidad es un desafío que requiere la coordinación de diversos sectores y una visión común de largo plazo.

Chile ha comprometido ser un país carbono neutral antes del 2050, contribuyendo a enfrentar como país la crisis climática y a mejorar la calidad de vida de la ciudadanía por la consecuente disminución de contaminantes locales.

El Ministerio de Energía propuso 6 grandes medidas que nos permitirán alcanzar el objetivo: industria sostenible, hidrógeno verde, electromovilidad, edificación sostenible, retiro de centrales a carbón y eficiencia energética.

Chile hacia la carbono neutralidad



Buen uso de la energía y soluciones renovables

Las acciones de cada una de las medidas requeridas para alcanzar la carbono neutralidad tienen dos grandes enfoques:

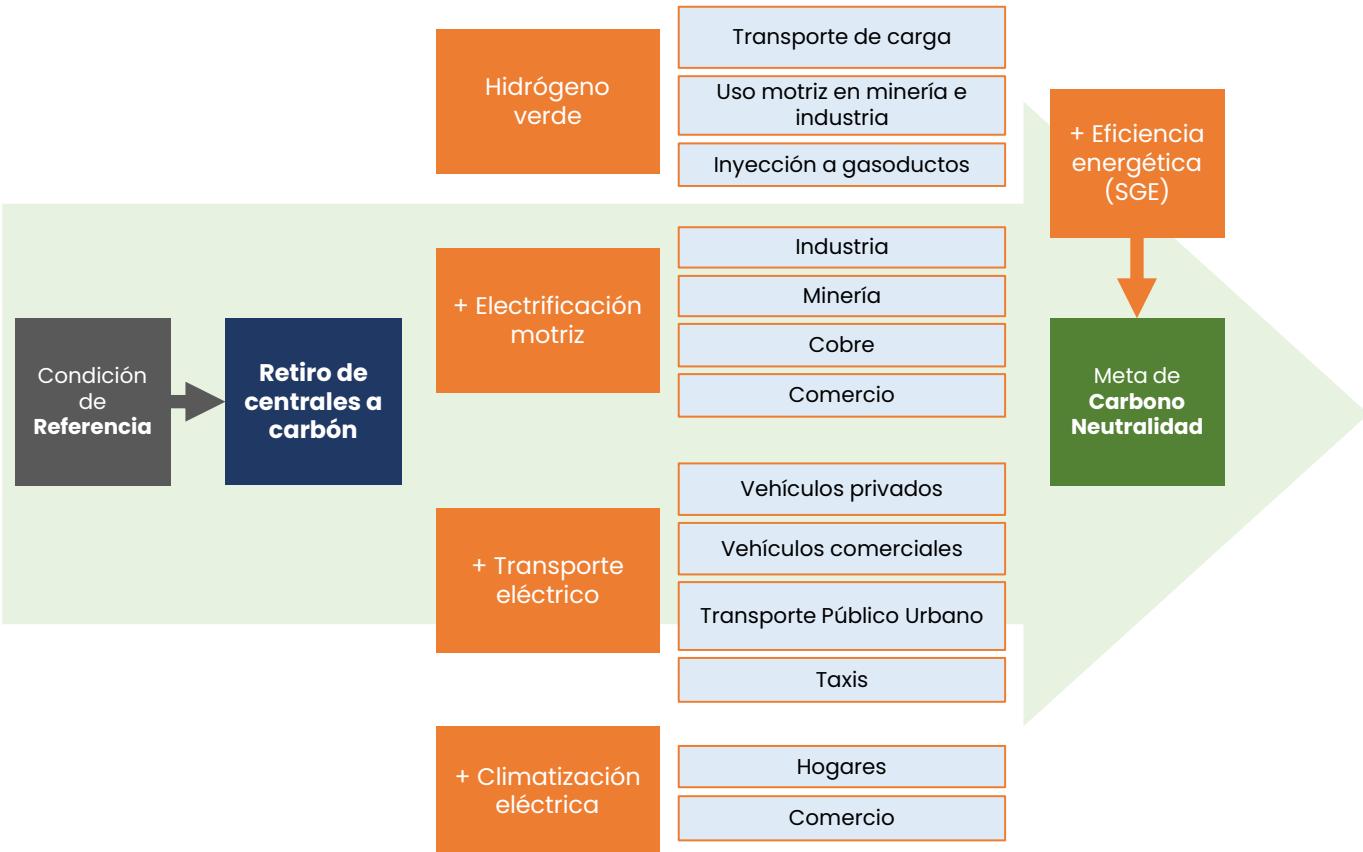
1. Buen uso de la energía, mediante acciones de eficiencia energética, aislación térmica y adaptación tecnológica.
2. Usos energéticos provistos por fuentes de energías renovables.

+80%

medidas basadas en
electrificación

(39% indirecta a través de
almacenamiento e hidrógeno verde)

El retiro de centrales a carbón como medida habilitadora

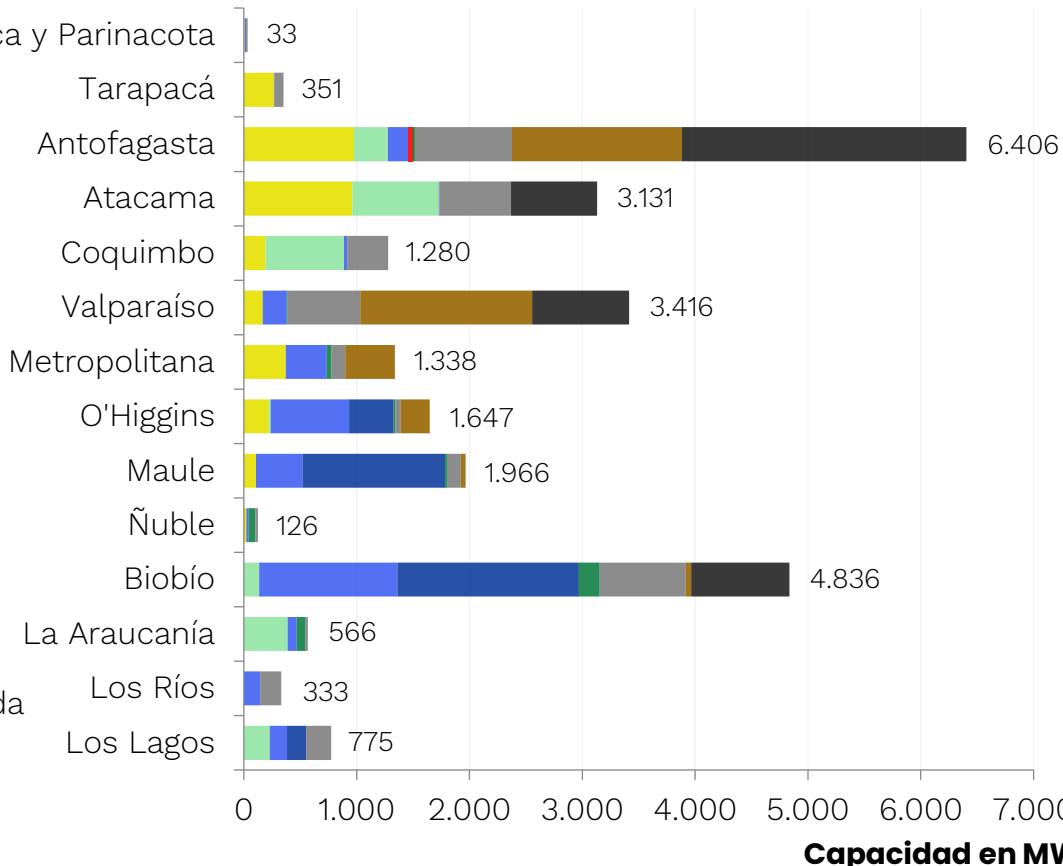
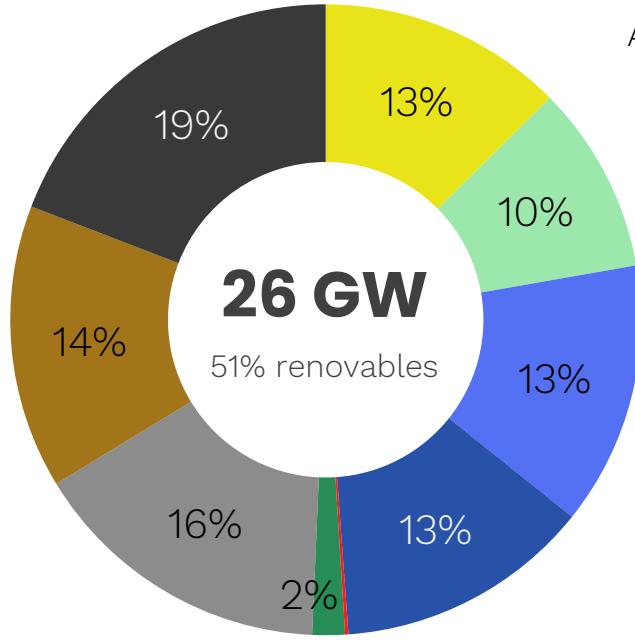


Una matriz eléctrica renovable para un futuro energético limpio

El retiro de centrales a carbón es una medida clave y habilitante para electrificar de forma directa e indirecta los consumos energéticos provistos de fuentes contaminantes, disminuyendo el factor de emisiones globales y locales resultante del sector.

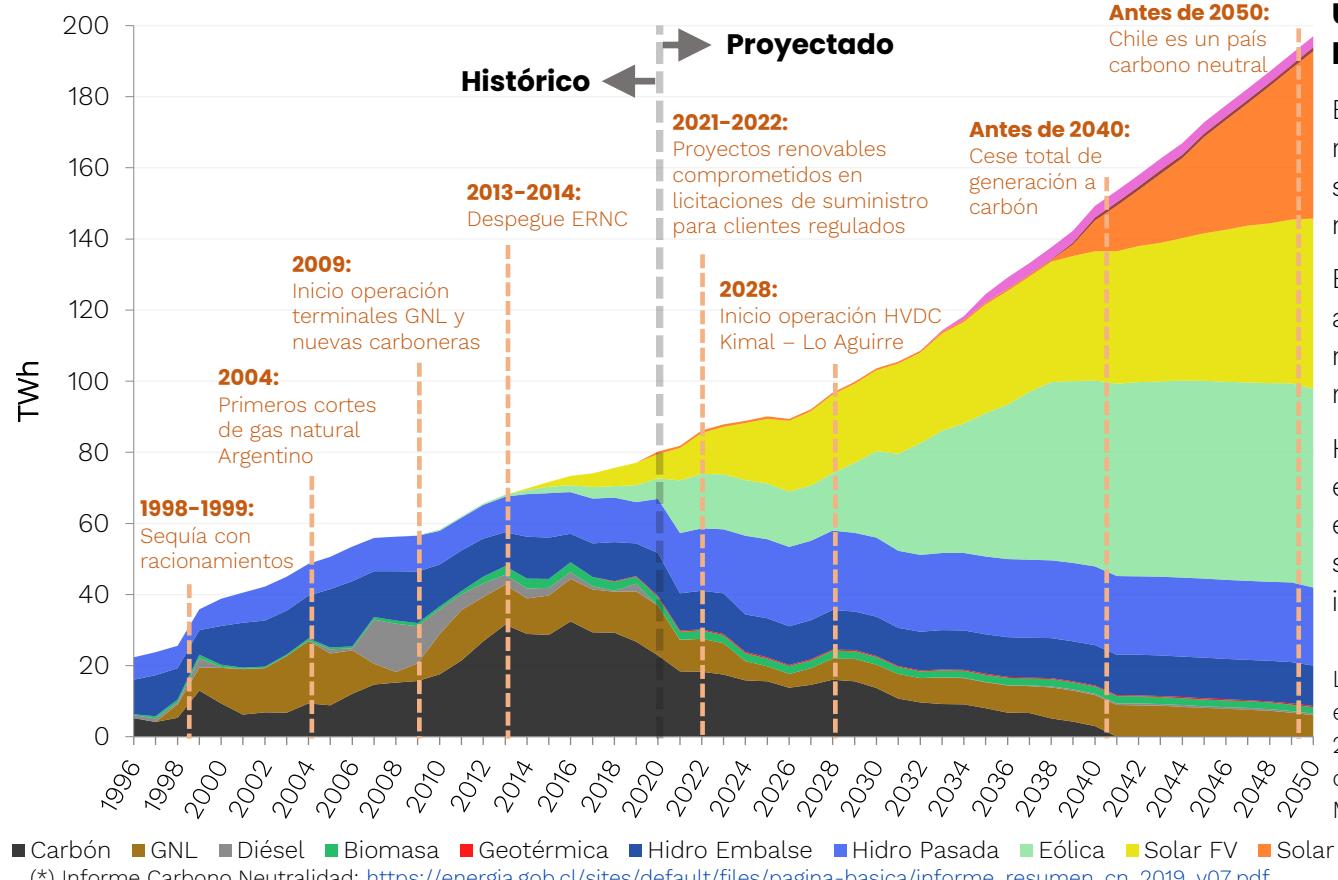
Con una matriz eléctrica limpia, se podrá promover la producción de hidrógeno verde, electrificación motriz, transporte eléctrico, climatización eléctrica y todos los diversos usos energéticos que se puedan proveer con energías limpias.

Capacidad instalada actual en el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CNE. Capacidad instalada de generación. Noviembre 2020.

Registro y proyección de la generación eléctrica en Chile



Una matriz eléctrica que se adapta a los desafíos sistémicos

El sector eléctrico chileno se ha adaptado rápidamente a los distintos desafíos y situaciones que el país a enfrentado en materia energética.

Es así como pasamos de una matriz altamente hidráulica en el pasado, a una matriz hidro-térmica en el presente, como respuesta a los desafíos energéticos.

Hoy estamos en plena transición energética incorporando cada vez más energías renovables y robusteciendo los sistemas de transmisión, con más inversiones y nuevos energéticos limpios.

La figura muestra la producción de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional al 2050, que ha sido proyectada en el análisis de carbono neutralidad desarrollado por el Ministerio de Energía*.

Índice

1. Planificación energética y regulación
2. Contexto energético
- 3. Principales actualizaciones**
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos y próximos pasos

Resumen de las principales actualizaciones 2020

Antecedentes	IAA 2019	IAA 2020
Trayectorias de retiro de carbón	Retiro de 1,2 GW de carbón al 2024	Retiro de 1,9 GW de carbón al año 2024
Demanda energética	3 tendencias	3 tendencias; una de ellas, incluye carbono neutralidad
Precios de combustible	Actualización y proyección a agosto de 2019	Actualización y proyección a junio de 2020
Costos de inversión de generación	Actualización y proyección a junio de 2019	Actualización y proyección a junio de 2020
Sistema de transmisión equivalente modelado	Modelación de 18 nodos	Modelación de 24 nodos (todas las regiones en que se emplaza el SEN están representadas)
Generación y transmisión en construcción*	Actualización a agosto de 2019	Actualización a agosto de 2020
Parámetros de unidades térmicas	Se considera mínimo técnico de centrales de carbón	Se considera mínimo técnico de centrales de carbón y de gas
Fecha de entrada Proyecto Kimal – Lo Aguirre	Junio de 2030	Diciembre de 2028
Consideración del almacenamiento	Capacidad máxima de 900 MW	Capacidad máxima de 2,700 MW

Un contexto energético cambiante y el valor de ir actualizando la mirada de largo plazo continuamente

Este documento corresponde al Informe de Actualización de Antecedentes 2020, principal insumo para el Plan de Expansión de la Transmisión que realiza la Comisión Nacional de Energía. Las principales actualizaciones respecto a su análogo del año pasado, son:

1. Actualización de la primera fase del plan de retiro de centrales a carbón.
2. Incorporación de las medidas que permiten alcanzar la carbono neutralidad al 2050 en la tendencia de demanda eléctrica alta.
3. Adelantamiento de la fecha de puesta en servicio del proyecto Kimal – Lo Aguirre, denominada Línea de la Descarbonización, a diciembre de 2028.
4. Otras actualizaciones varias.

(*) Según lo indicado por la Comisión Nacional de Energía en su sitio web, sección “Declaración en Construcción”:
<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/declaracion-en-construcion/>

Plan de retiro de centrales a carbón: primera fase



CIERRE DE LAS CENTRALES A CARBÓN Cronograma Primera Fase 2019 – 2024



Un retiro de carbón que permitirá transitar a una matriz eléctrica renovable

Primera fase: 1.731 MW

Tocopilla

Central:	Tocopilla U12	Central:	Tocopilla U13
Empresa:	Engie	Empresa:	Engie
Potencia:	85 MW	Potencia:	86 MW
P.Servicio:	1983	P.Servicio:	1985

Retirada: Junio 2019

Tocopilla

Central:	Tocopilla U14	Central:	Tocopilla U15
Empresa:	Engie	Empresa:	Engie
Potencia:	136 MW	Potencia:	132 MW
P.Servicio:	1987	P.Servicio:	1990

Retiro: Enero 2022

Mejillones

Central:	CTM1	Central:	CTM2
Empresa:	Engie	Empresa:	Engie
Potencia:	162 MW	Potencia:	172 MW
P.Servicio:	1996	P.Servicio:	1998

Retiro: Diciembre 2024

Iquique

Central:	Tarapacá
Empresa:	Enel
Potencia:	158 MW
P.Servicio:	1999

Retirada: Diciembre 2019

Puchuncaví

Central:	Ventanas U1
Empresa:	Aes Gener
Potencia:	114 MW
P.Servicio:	1964

Retiro: Diciembre 2020

Coronel

Central:	Bocamina U1
Empresa:	Enel
Potencia:	130 MW
P.Servicio:	1970

Retiro: Diciembre 2020

Coronel

Central:	Bocamina U2
Empresa:	Enel
Potencia:	348 MW
P.Servicio:	2012

Retiro: Mayo 2022

Puchuncaví

Central:	Ventanas U2
Empresa:	Aes Gener
Potencia:	208 MW
P.Servicio:	1977

Retiro: Diciembre 2022

2019 2020

2021

2022

2023

2024

Fuente: Ministerio de Energía

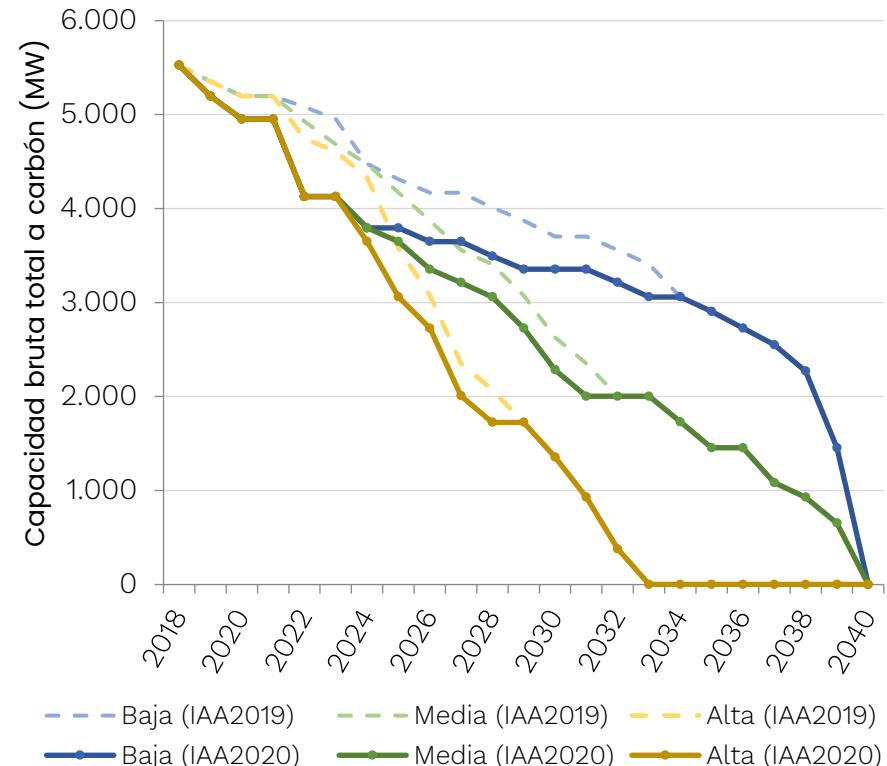
Actualizado a Mayo 2020

El retiro de centrales a carbón es una de las principales medidas que permitirá habilitar la carbono neutralidad, pues al limpiar la matriz eléctrica, muchos consumos energéticos podrán pasar de usos fósiles a electricidad renovable.

El desafío es grande: hoy el carbón contribuye con casi el 40% de la generación eléctrica del país, y su reemplazo requerirá de más proyectos renovables, una infraestructura de transmisión más robusta y moderna, y un sistema eléctrico más flexible.

Trayectorias de retiro de centrales a carbón

Intensidad de retiro de centrales a carbón modelada



El retiro gradual de carbón permite la inserción de más energías renovables y un futuro energético limpio

El retiro total del carbón permitirá tener una producción de energía eléctrica más limpia lo que habilitará el camino hacia la carbono neutralidad. También trae grandes desafíos, parte de los cuales se analizan en este IAA 2020:

- Incorporar más energías renovables al sistema eléctrico.** A la fecha, el 51% de la capacidad instalada del SEN son energías renovables, sin embargo, debemos seguir promoviendo nuevas inversiones en energías limpias.
- Desarrollar un sistema de transmisión robusto.** La infraestructura eléctrica debe permitir conectar con altos niveles de confiabilidad a las fuentes renovables con los consumos energéticos que la sociedad requiere.
- Tener un sistema eléctrico flexible.** Una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico, con una correcta provisión de inercia y reservas que garanticen una operación segura, es fundamental en la transición energética.

La figura muestra las curvas de retiro de centrales a carbón consideradas en esta actualización: 2 de ellas al 2040 y una al 2033. Se comparan con aquellas modeladas en el IAA 2019.

Proyección de demanda energética y eléctrica

Tendencia	Supuestos
Baja	Escenario Referencia PIB tendencia baja. Actualización de proyecciones de producción de cobre. Crecimiento normal en generación distribuida
Media	Escenario Referencia PIB tendencia media. Actualización de proyecciones de producción de cobre. Incorpora Estrategia de Electromovilidad*. Crecimiento normal en generación distribuida
Alta	Escenario Carbono Neutral PIB tendencia alta. Actualización de Proyecciones de Producción de Cobre. Crecimiento optimista en generación distribuida

En el cuadro se presentan los principales supuestos y consideraciones utilizados para la construcción de las tres tendencias de demanda del IAA 2020:

- Se consideran los escenarios “Referencia” y “Carbono Neutralidad” del documento *Carbono Neutralidad en el Sector Energía***, desarrollado por el Ministerio de Energía, como base para las tendencias de demanda “Baja” y “Alta”. Allí se pueden revisar detalles de la construcción de demanda energética.
- Se utilizan tendencias de PIB (Producto Interno Bruto) provenientes del Ministerio de Hacienda.
- Se actualizan las proyecciones de producción de cobre, según datos de Cochilco***.
- Se consideran dos tipos de crecimiento para la generación distribuida.

(*) Más información sobre la Estrategia de Electromovilidad del Ministerio de Energía: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf

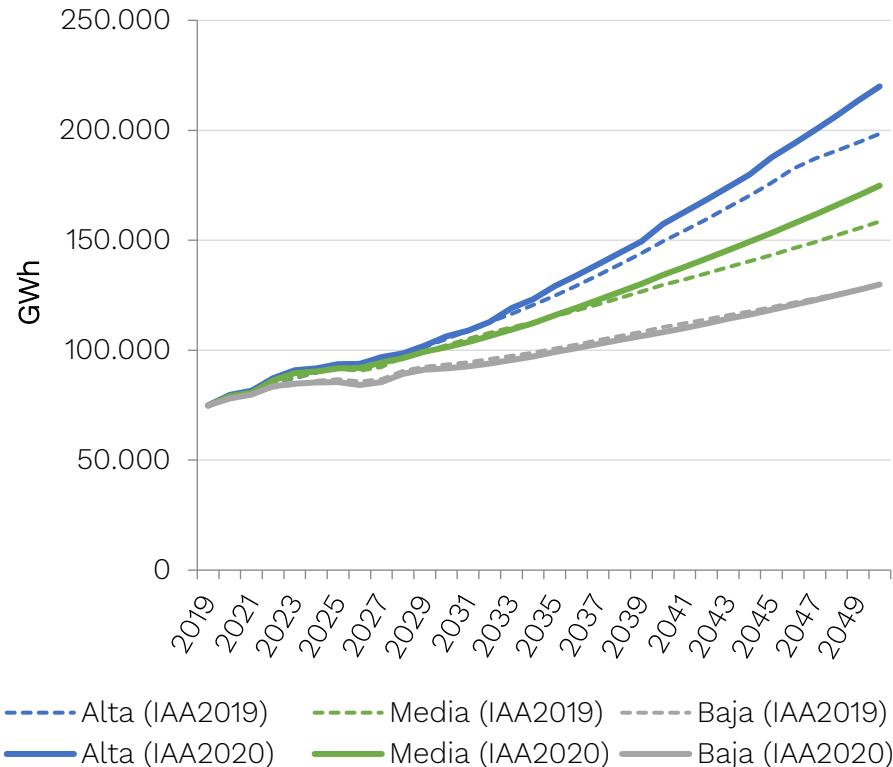
(**) Informe Carbono Neutralidad: https://energia.gob.cl/sites/default/files/página-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

(***) Proyección de la producción de cobre en Chile 2019 – 2030:

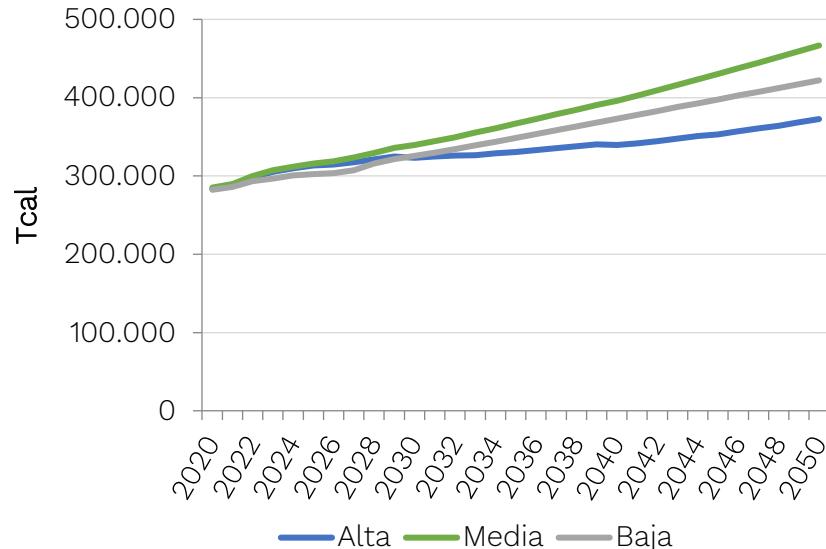
<https://www.cochilco.cl>Listado%20Tematico/Proyecci%C3%B3n%20de%20la%20producci%C3%B3n%20esperada%20de%20cobre%202019%20-%202030%20final.pdf>

Proyección de demanda energética y eléctrica

Demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional



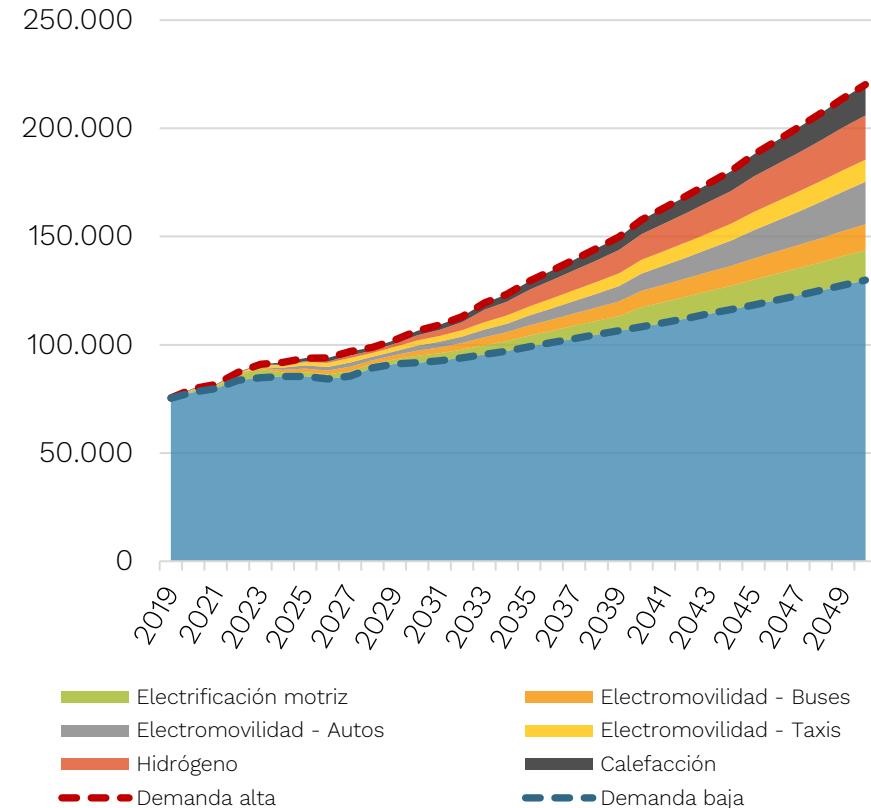
Demanda energética total



En este análisis, la demanda eléctrica alta se construye considerando medidas de mitigación que permiten alcanzar la carbono neutralidad y limpiar la matriz energética en general. Ello, además, permitirá un consumo energético más eficiente, que junto a medidas de eficiencia energética permitirán un menor consumo energético resultante, en definitiva, se propone una energía mejor utilizada y renovable.

Medidas de electrificación y su efecto en la demanda eléctrica

Demanda energética total



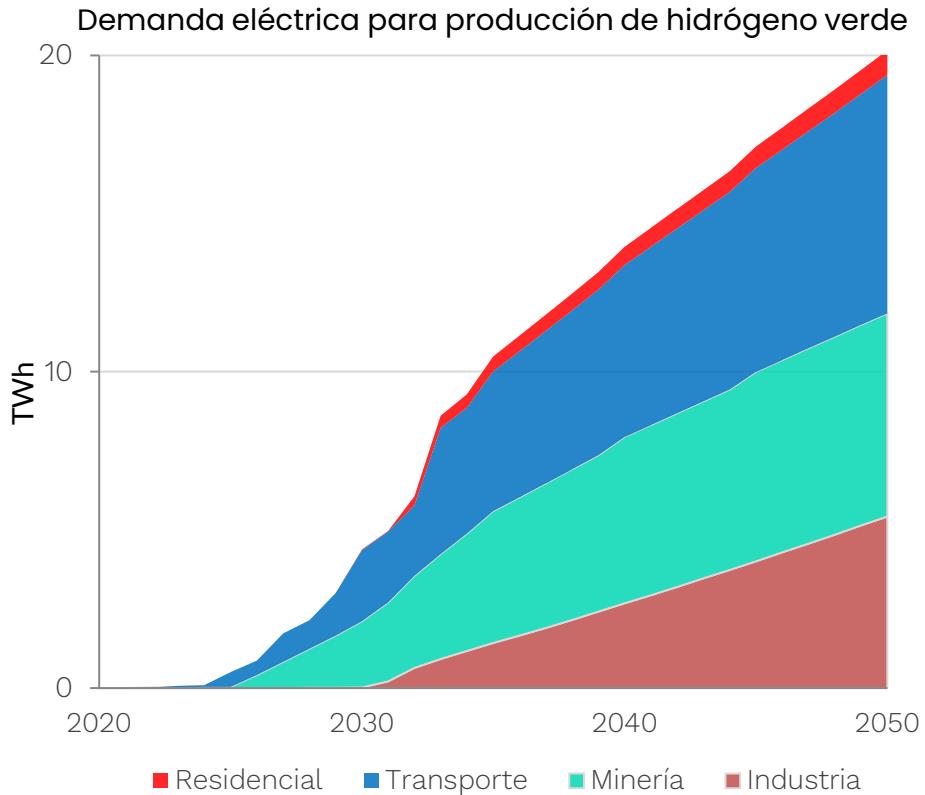
Más soluciones renovables para los distintos usos energéticos de la sociedad

Más de un 80% de las medidas para alcanzar la carbono neutralidad pasan por electrificar consumos energéticos actualmente provistos por fuentes fósiles, toda vez que el sector eléctrico se vaya limpiando con el retiro de centrales a carbón.

En la figura se presenta a modo referencial, el importante impacto que tienen cuatro medidas de electrificación sobre la demanda eléctrica (pudiendo incrementar en más de 35% el consumo eléctrico al 2050):

1. Electrificación motriz directa en industria y minería.
2. Electromovilidad en buses, taxis y autos particulares.
3. Producción de hidrógeno verde (electrificación indirecta):
 - a) transporte de carga,
 - b) usos motrices en industria y minería,
 - c) Inyección en gasoductos.
4. Climatización eléctrica

Irrupción del hidrógeno verde como un complemento estratégico



(*) Más detalles en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, desarrollada por el Ministerio de Energía: <https://energia.gob.cl/h2>

La molécula más simple frente al desafío más complejo*

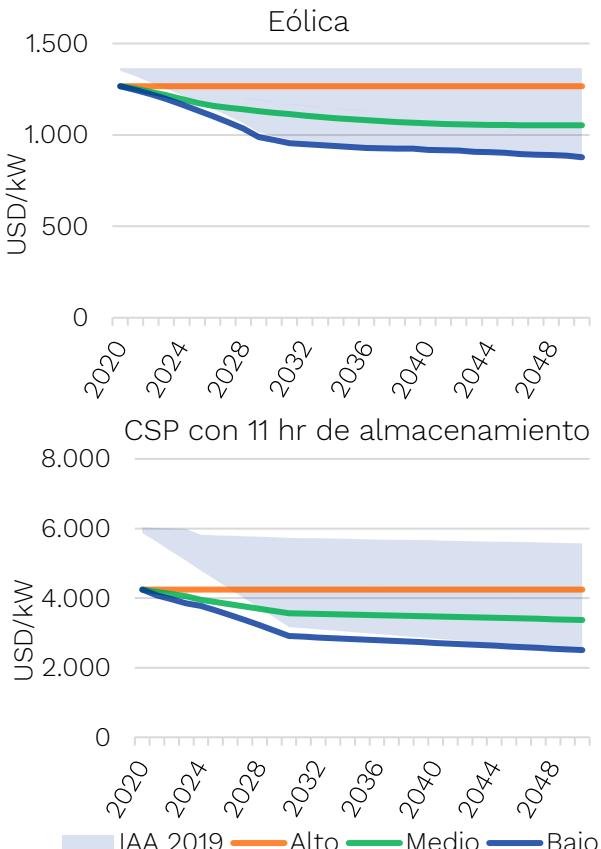
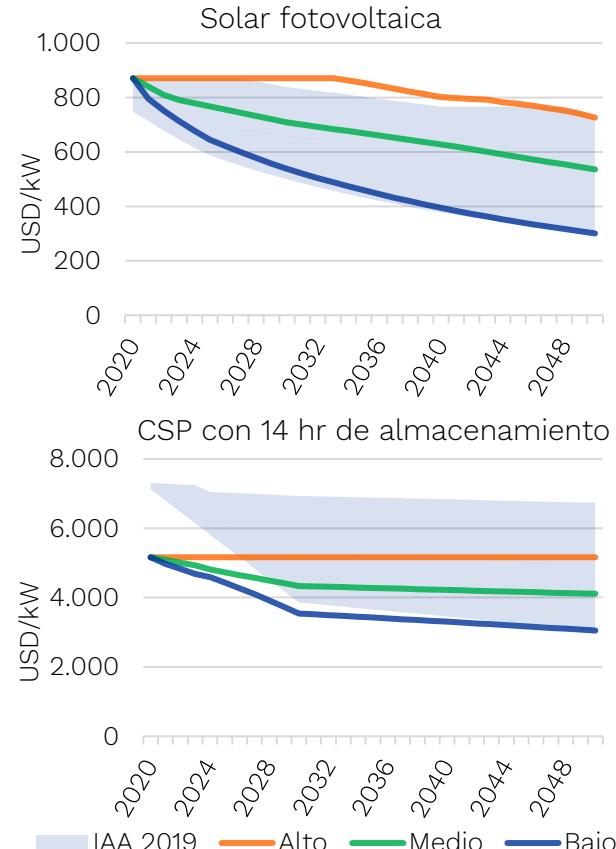
El hidrógeno verde será un complemento estratégico para alcanzar la carbono neutralidad, transformándose en la fuente que provea de energía limpia a consumos donde es difícil y/o costoso reducir emisiones, contribuyendo además a mejorar la calidad del aire y fortaleciendo la seguridad e independencia energética del país.

En esta oportunidad, se consideró la producción de hidrógeno verde para la tendencia alta de demanda, en los usos:

1. Reemplazo de diésel en transporte de carga terrestre nacional: 85% en vehículos con capacidad mayor o igual a 5 toneladas al año 2050, equivalente al 70% del consumo final de energía en ese ámbito.
2. Reemplazo de motores diésel en la minería e industrial nacional: 37%, 12% y 8% de la energía utilizada para fines motrices en los sectores de cobre de mina rajo, industrias varias y cobre de mina subterránea, respectivamente.
3. Reemplazo de gas para usos residenciales: 7% de la energía para agua caliente sanitaria.

La figura presenta la proyección de hidrógeno verde para consumo interno nacional.

Costos de inversión de tecnologías de generación

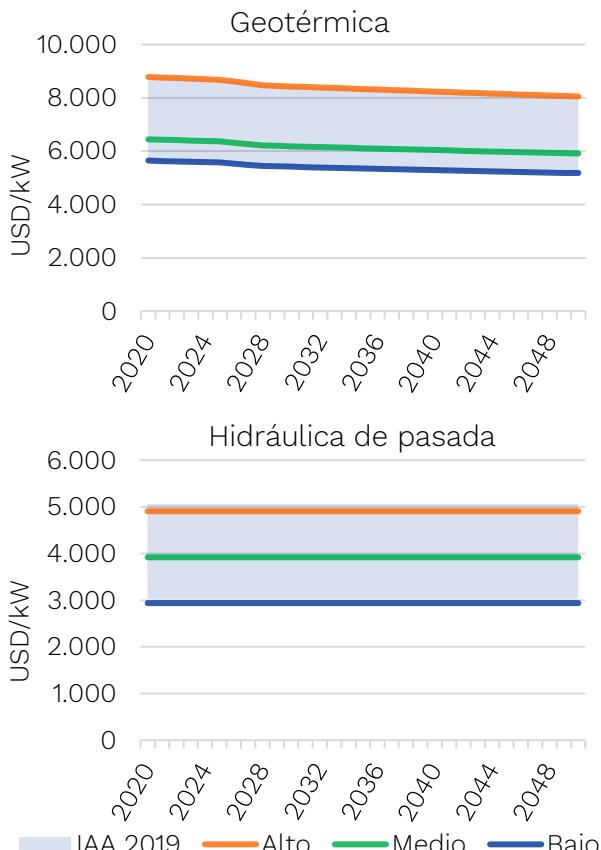
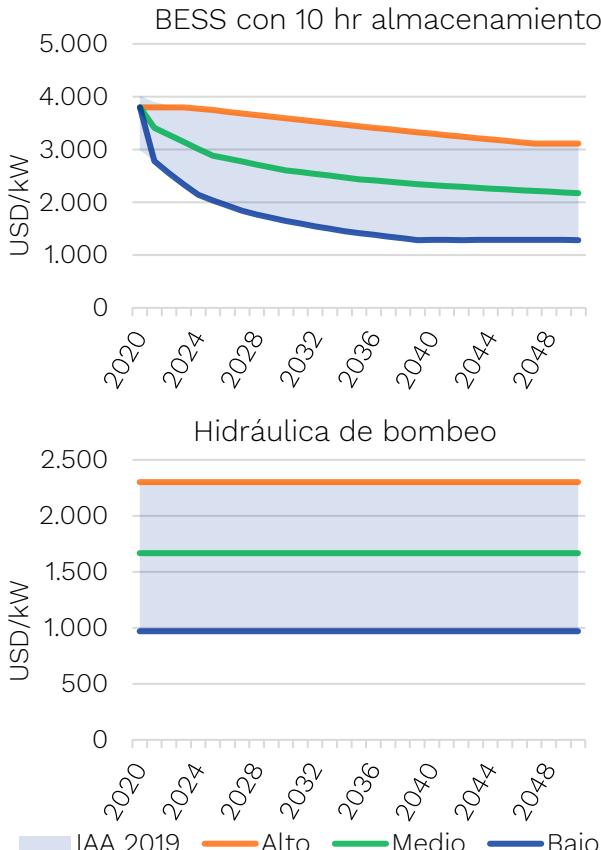


Referencias

Para la construcción de las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica se consideran distintas fuentes de información:

- Costos al 2020 para definir punto de partida: Informe de Costos de Tecnologías de Generación, versión marzo 2020, publicado por la Comisión Nacional de Energía en la web: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/06/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Proyecciones al largo plazo:
 - o Bloomberg New Energy Finance
 - o National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.
- Proyecciones de tecnología geotérmica: Mesa de Geotermia.
<http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>

Costos de inversión de tecnologías de generación

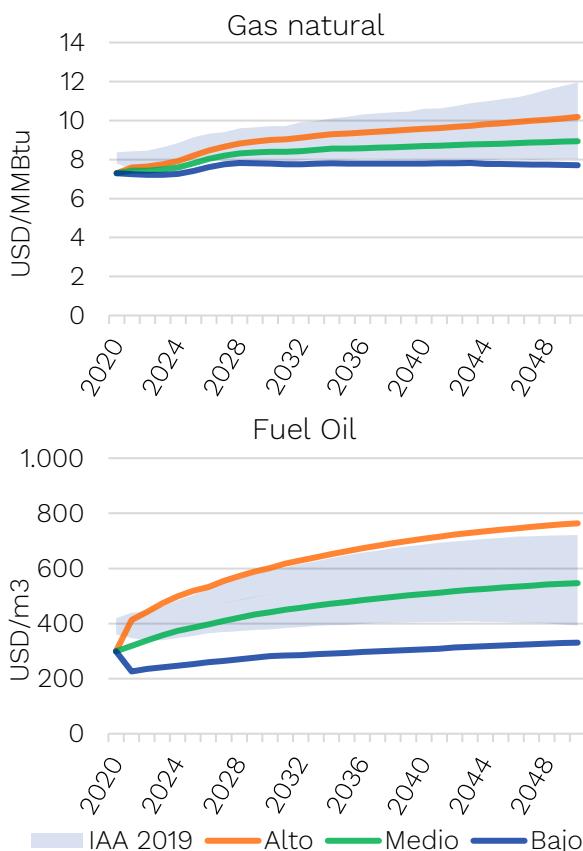
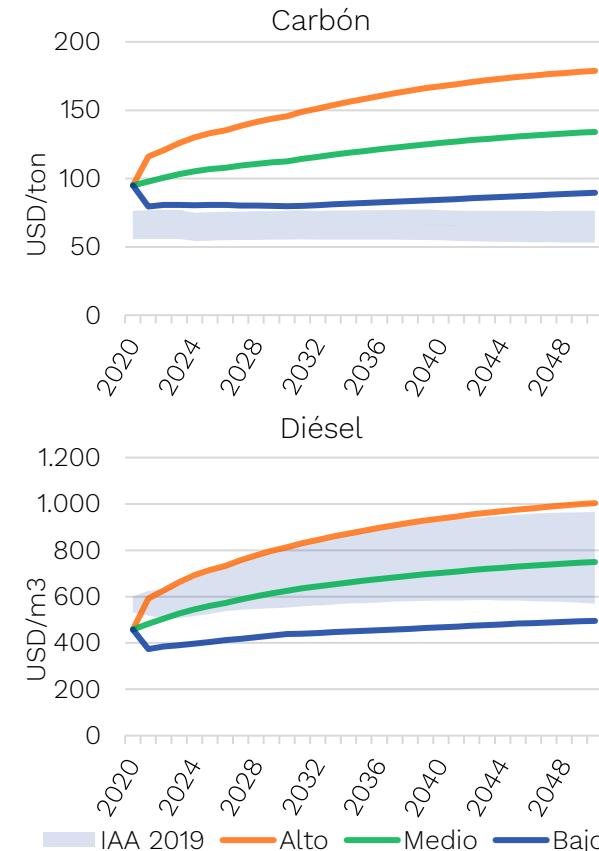


Referencias

Para la construcción de las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica se consideran distintas fuentes de información:

- Costos al 2020 para definir punto de partida: Informe de Costos de Tecnologías de Generación, versión marzo 2020, publicado por la Comisión Nacional de Energía en la web: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/06/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Proyecciones al largo plazo:
 - o Bloomberg New Energy Finance
 - o National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.
- Proyecciones de tecnología geotérmica: Mesa de Geotermia.
<http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>

Precios de combustibles fósiles



Referencias

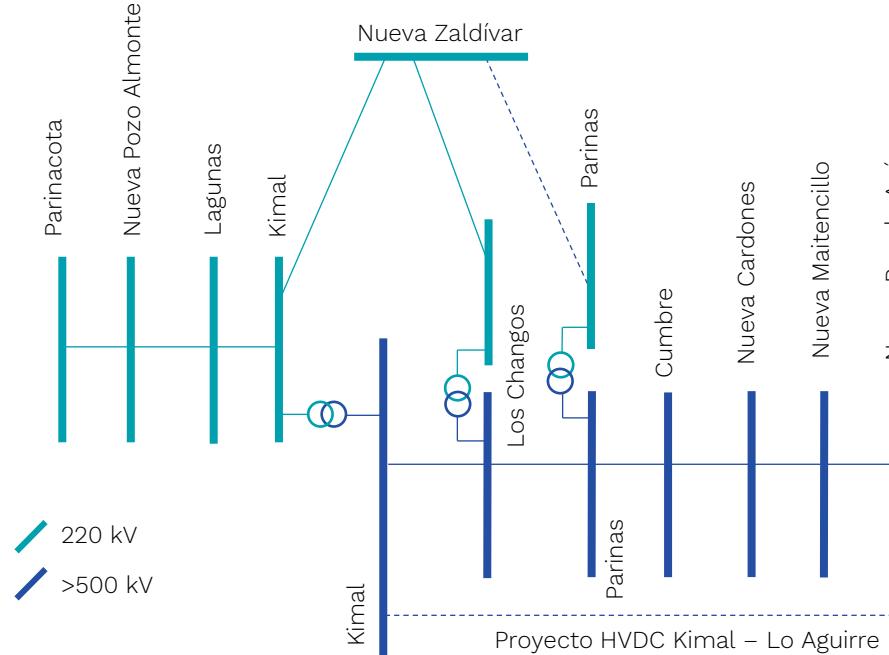
Los precios de combustibles y sus respectivas proyecciones se obtienen del Annual Energy Outlook 2020 (AEO 2020), del U.S. Energy Information Administration (EIA).

<https://www.eia.gov/outlooks/aoe/>

Las proyecciones se comparan con el rango de valores utilizado en el IAA 2019 durante el año pasado.

Transmisión estructural modelada

Red estructural simplificada de transmisión utilizada para efectos de desarrollar una optimización conjunta de las inversiones en infraestructura de generación y transmisión.



Principales actualizaciones

1. Se agregan los nodos: Parinacota, Nueva Pozo Almonte, Quillota, Candelaria, Rapel y Mulchén.
2. Se alcanza una representación regional.

(*) Por cada tramo de transmisión, se modela la capacidad N-1 equivalente

Sistema de transmisión y Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE CHILE Ministerio del Interior y Seguridad Pública

I
SECCIÓN

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.745

Martes 1 de Septiembre de 2020

Página 1 de 8

Normas Generales

CVE 1808758

MINISTERIO DE ENERGÍA

REVOCA PARCIALMENTE DECRETO N° 231 EXENTO, DE 2019, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA, QUE FIJA OBRAS NUEVAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL QUE DEBEN INICIAR SU PROCESO DE LICITACIÓN O ESTUDIO DE FRANJA, SEGÚN CORRESPONDA, EN LOS DOCE MESES SIGUIENTES, DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL AÑO 2018, EN LO REFERIDO A LA OBRA QUE INDICA

Núm. 163 exento.- Santiago, 27 de agosto de 2020.

El 1 de septiembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la República de Chile el Decreto 163 exento, el que revoca parcialmente el Decreto N° 231 exento de 2019, principalmente en lo referido al Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, con el objetivo de acelerar su proceso licitatorio, dado lo estratégico de la obra para alcanzar las metas del sector.

Pasos del proyecto

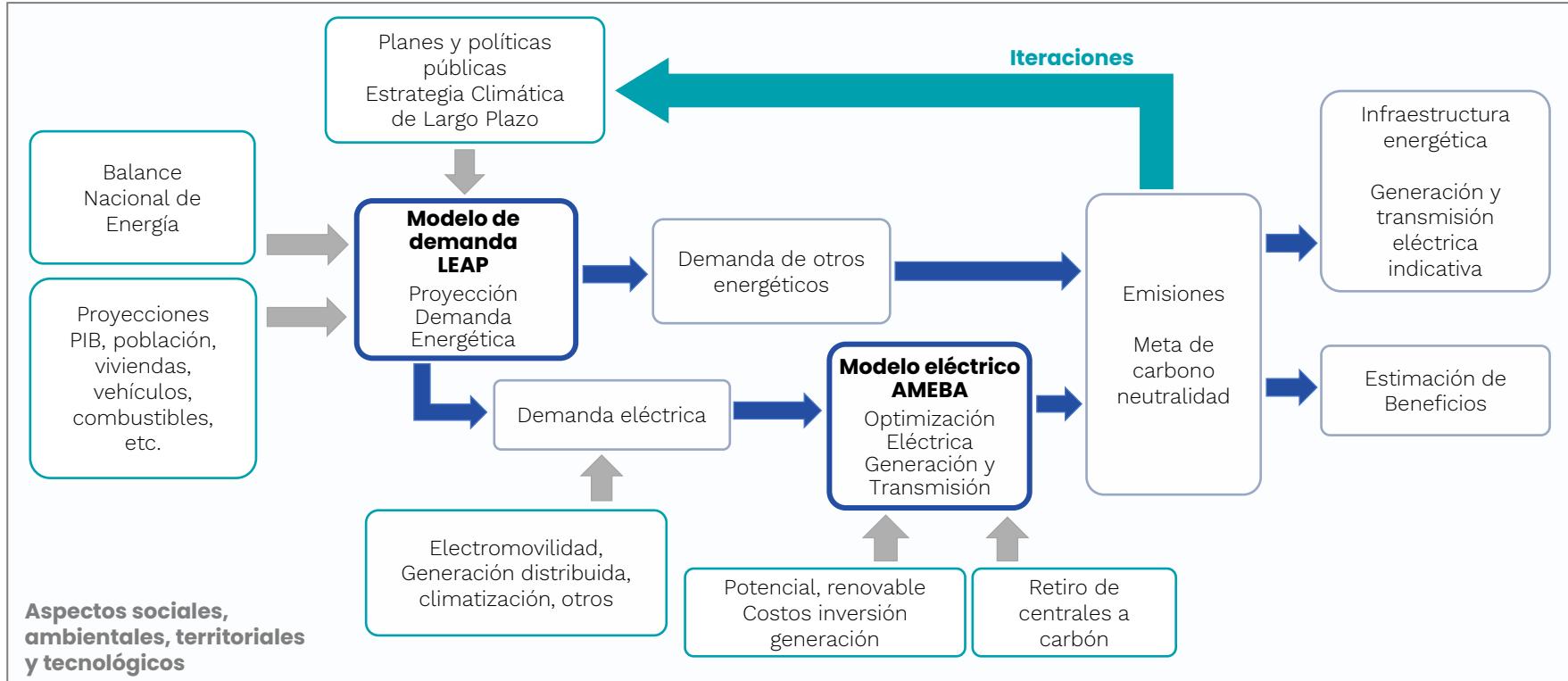
1. El proyecto “Nueva Línea de Transmisión Eléctrica Kimal – Lo Aguirre” no deberá ser sometido al estudio de franjas.
2. Proceso de licitación a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional se inicia de inmediato, con un plazo de adjudicación máximo de 14 meses, contados desde septiembre 2020.
3. Se adelanta la fecha de puesta en servicio del proyecto para diciembre de 2028.

El adelantamiento de la puesta en servicio del Proyecto Kimal – Lo Aguirre genera importantes beneficios sociales al permitir una mayor inserción de energías renovables a la red, para cubrir el incremento de consumo eléctrico y reemplazar las centrales a carbón que se van retirando del sistema, asegurando una mayor competencia en el segmento de la generación eléctrica y permite robustecer la red de transmisión eléctrica.

Adelantar el proyecto implicará un beneficio social neto a valor presente cercano al 30% del valor de inversión de la obra.

(*) Más información: <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/publicaciones/2020/09/01/42745/01/1808758.pdf>

Relación metodológica de los modelos de proyección



Más información sobre los modelos de planificación utilizados:

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning <https://leap.sei.org/>

AMEBA: <http://www.ameba.cloud/>

Índice

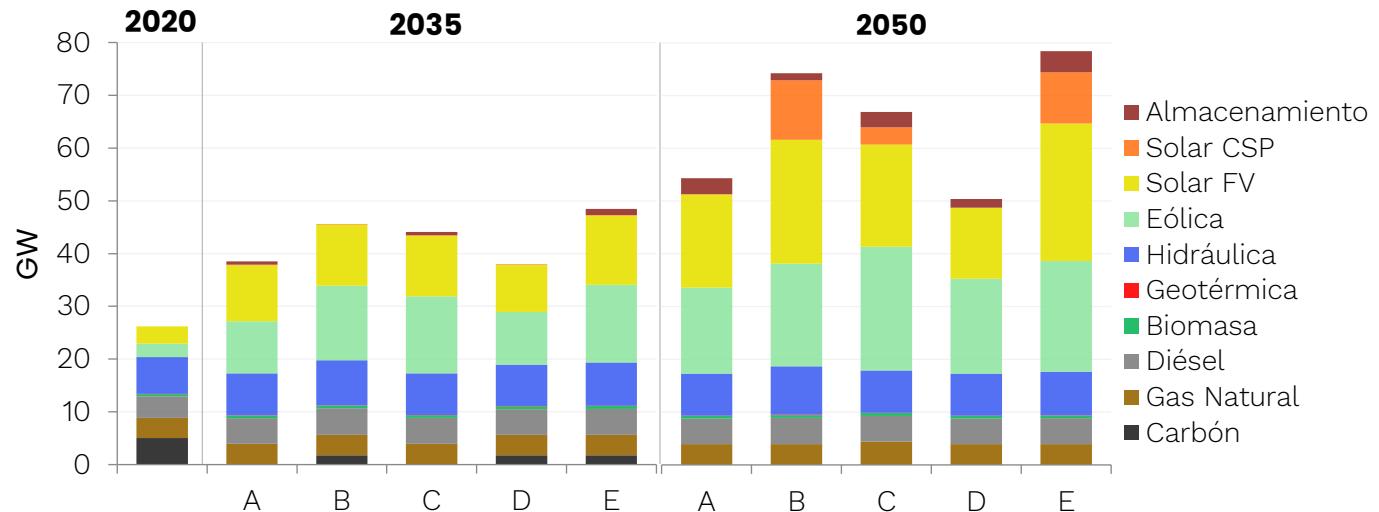
1. Planificación energética y regulación
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
- 4. Proyecciones energéticas**
5. Desafíos y próximos pasos

Evolución de la capacidad instalada por escenario

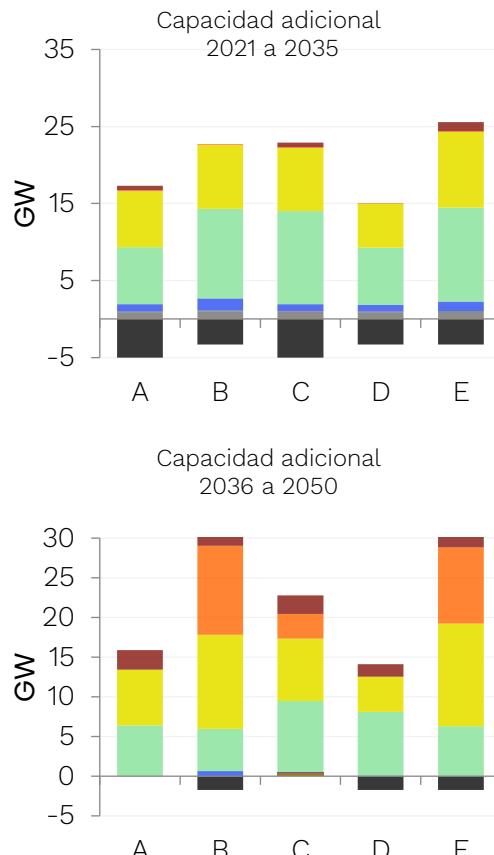
En las figuras se presenta la evolución proyectada de la capacidad instalada del parque generador eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, para cada uno de los cinco escenarios energéticos, considerando un horizonte 2020 (actualidad) a 2050.

La primera mitad del periodo, destaca una fuerte inversión solar y eólica, el retiro de gran parte del parque generador a carbón, y la incorporación de almacenamiento en la red. Por otro lado, en la segunda mitad del periodo, comienzan a incorporarse tecnologías renovables que complementen la gestión de las energías renovables variables: almacenamiento y concentración solar de potencia.

Capacidad instalada total



Fuente: CNE. Capacidad instalada de generación. Noviembre 2020.

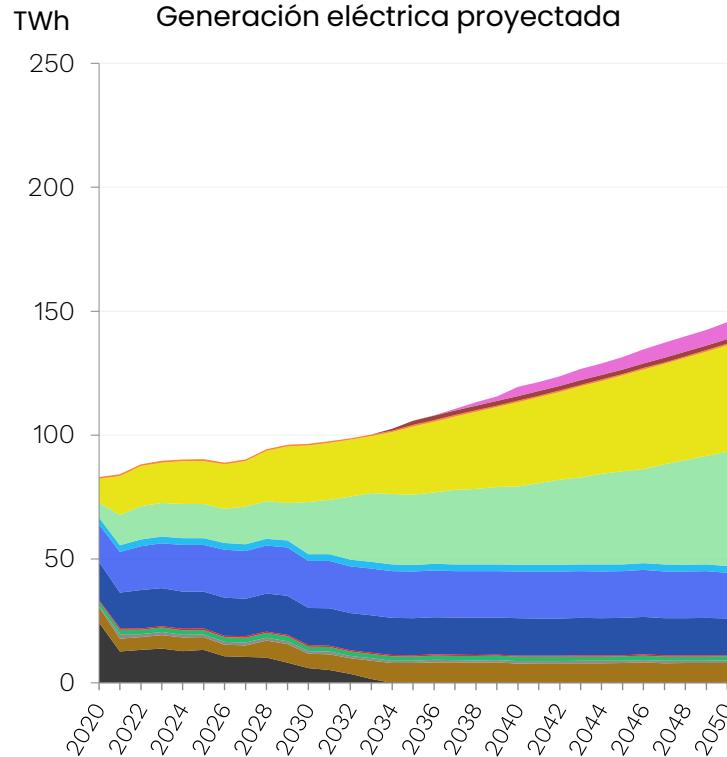
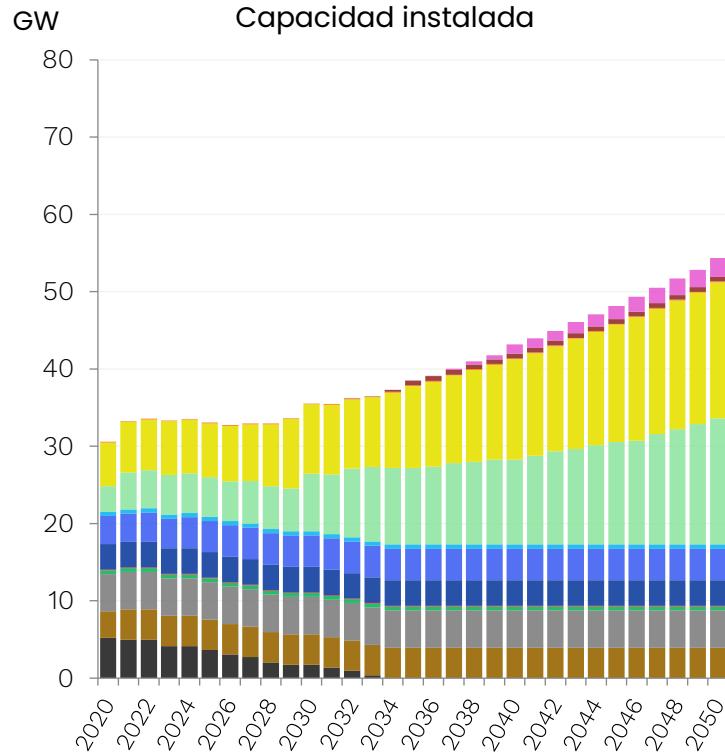


Proyección de capacidad y generación eléctrica

93%

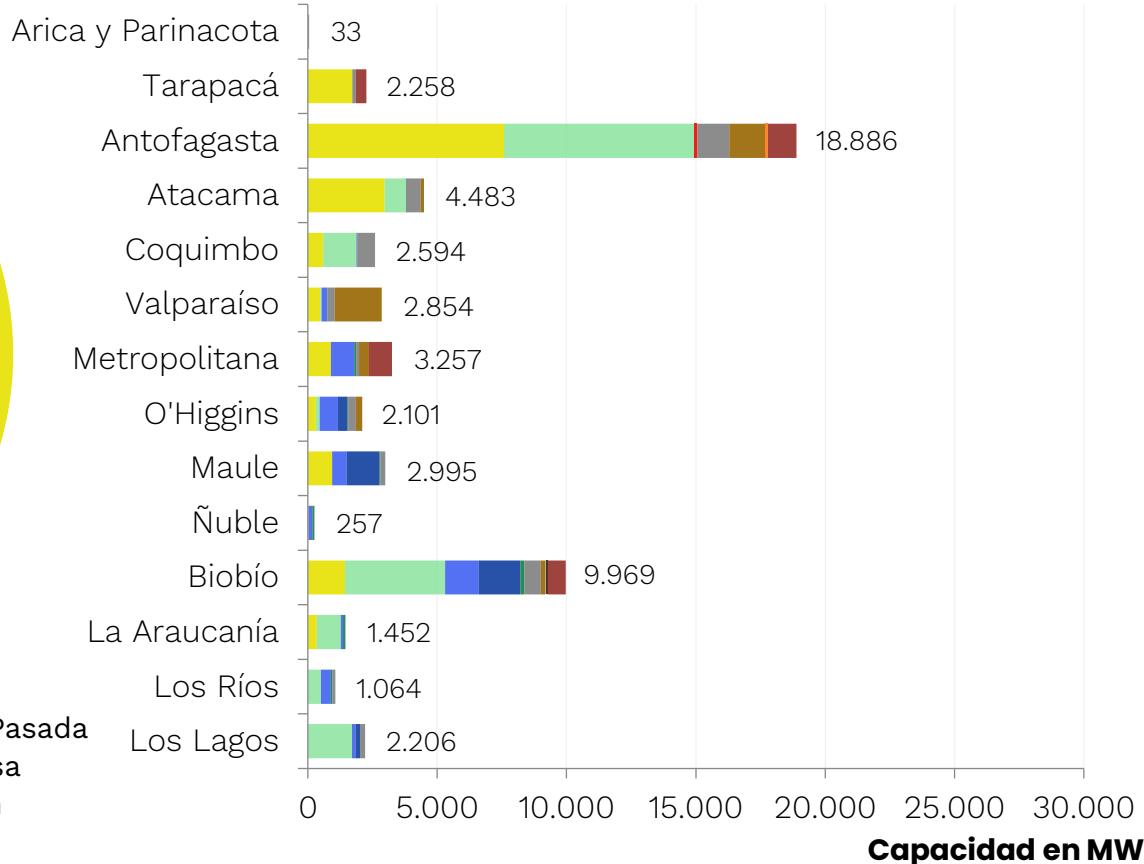
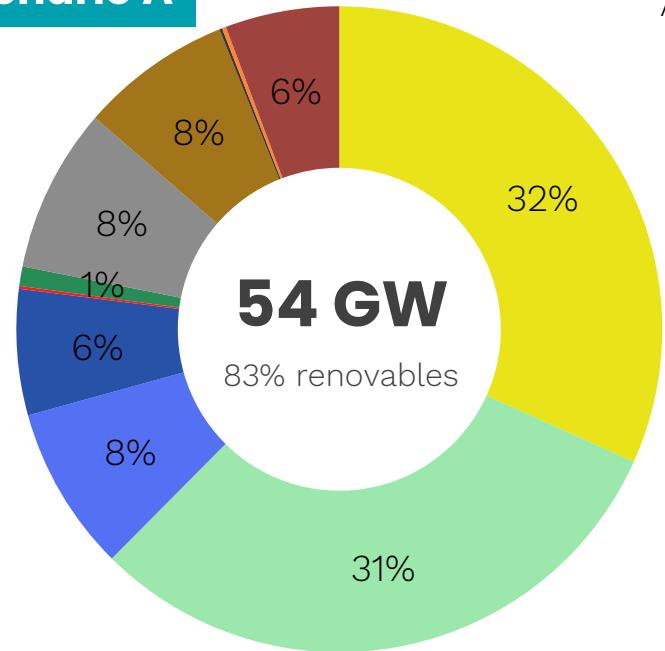
generación con energías
renovables en 2050

Escenario A



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario A

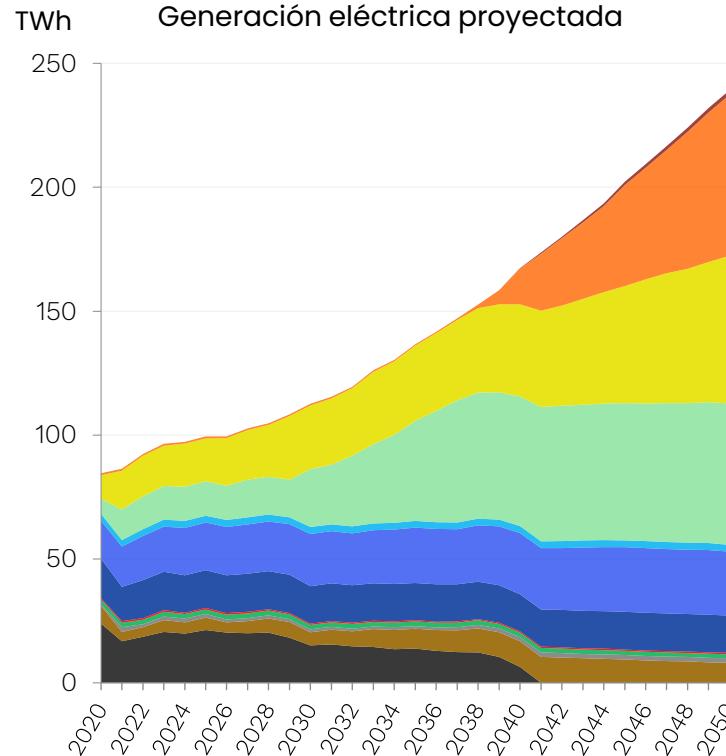
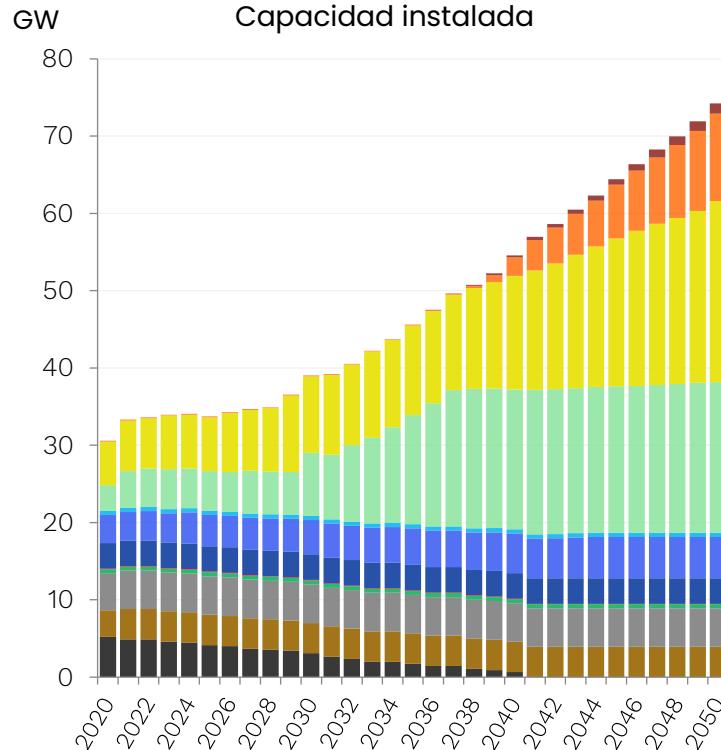


Proyección de capacidad y generación eléctrica

96%

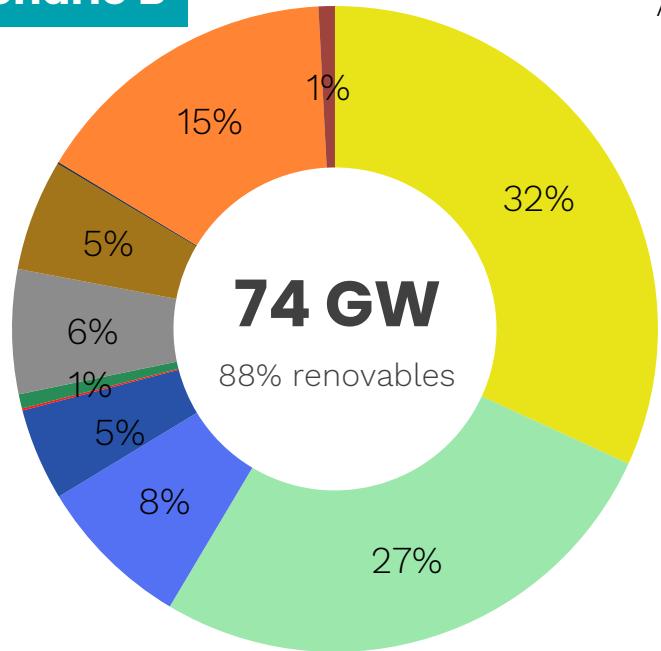
generación con energías
renovables en 2050

Escenario B



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario B



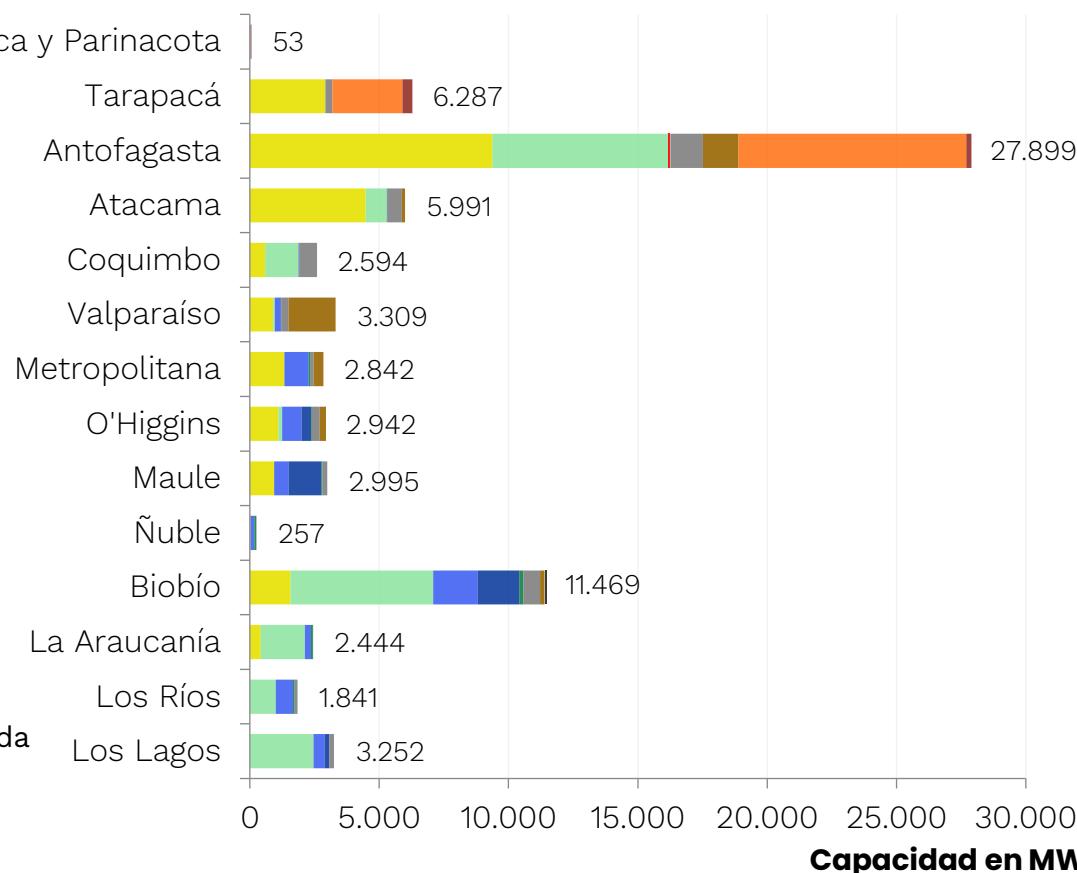
74 GW

88% renovables

- Solar FV
- Hidro Embalse
- Diésel
- Solar CSP

- Eólica
- Geotérmica
- Gas Natural
- Biomasa
- Almacenamiento

- Hidro Pasada
- Carbón



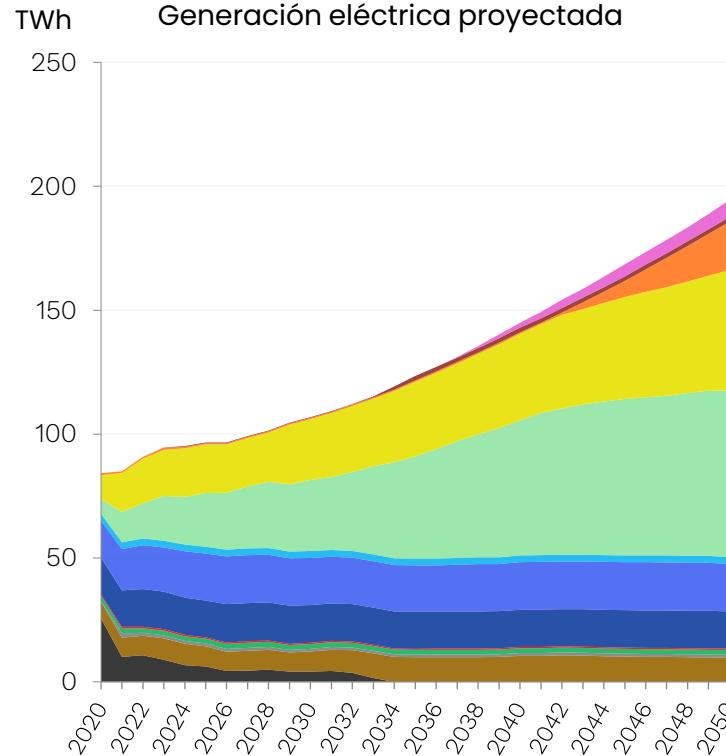
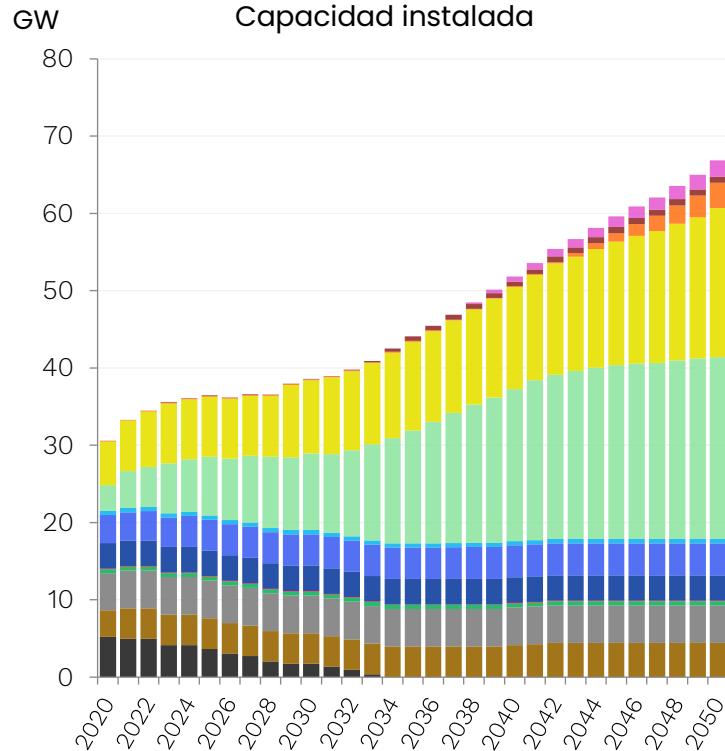
Capacidad en MW

Proyección de capacidad y generación eléctrica

94%

generación con energías
renovables en 2050

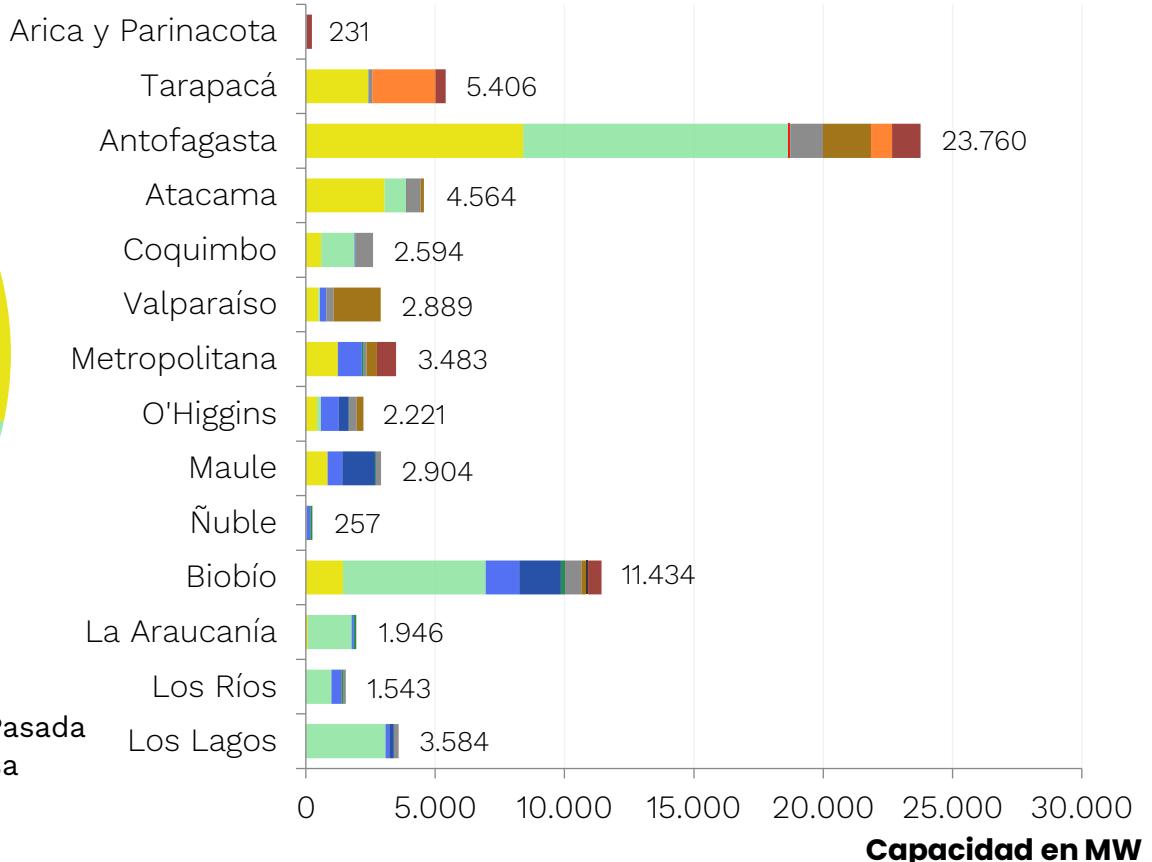
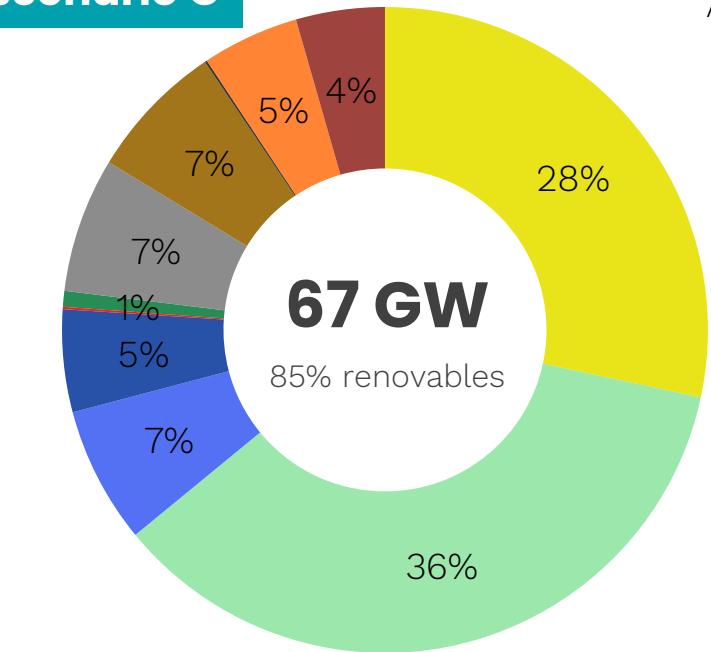
Escenario C



- Batería
- Bombeo
- Solar CSP
- Solar FV
- Eólica
- Hidro ERNC
- Hidro Pasada
- Hidro Embalse
- Geotérmica
- Biomasa
- Diésel
- Gas Natural
- Carbón

Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario C



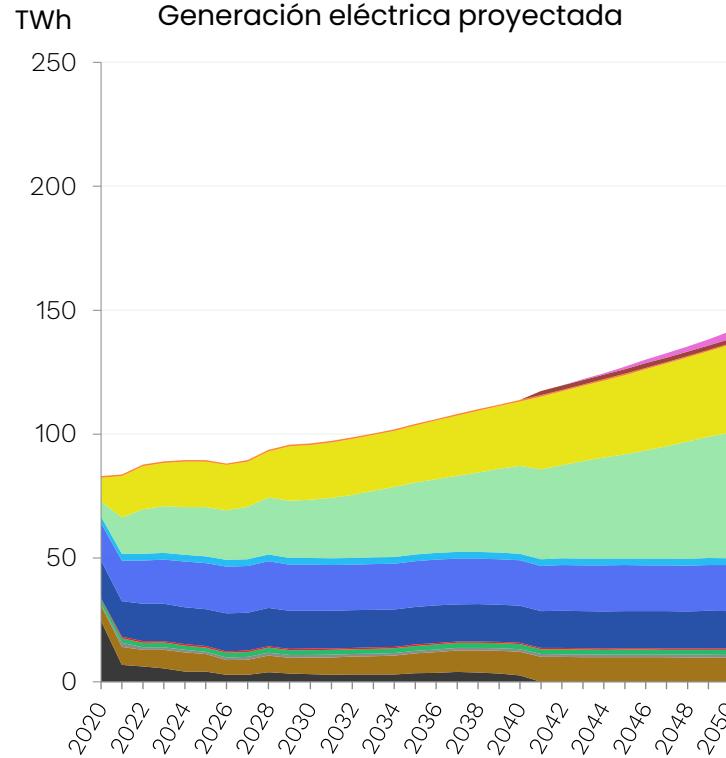
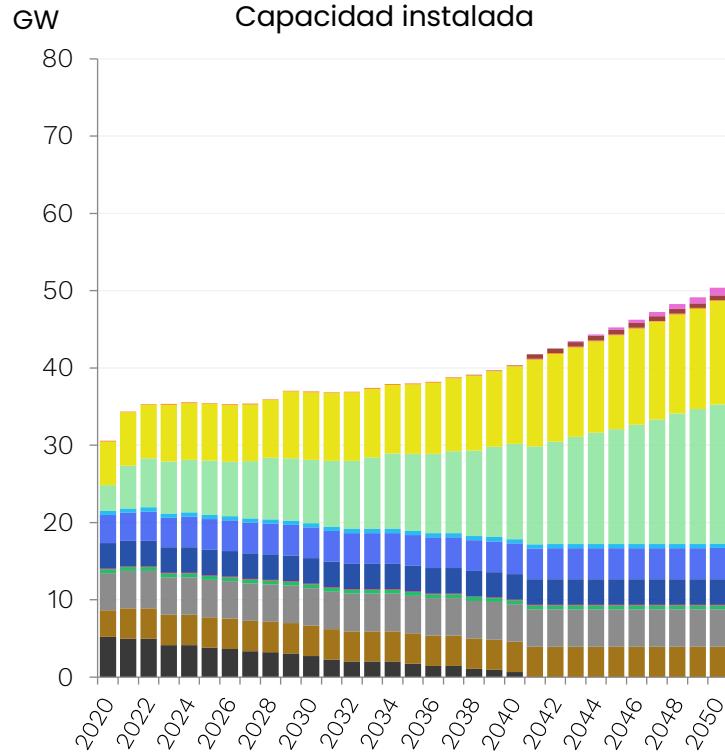
- Solar FV
- Hidro Embalse
- Diésel
- Gas Natural
- Geotérmica
- Biomasa
- Hidro Pasada
- Solar CSP
- Almacenamiento

Proyección de capacidad y generación eléctrica

93%

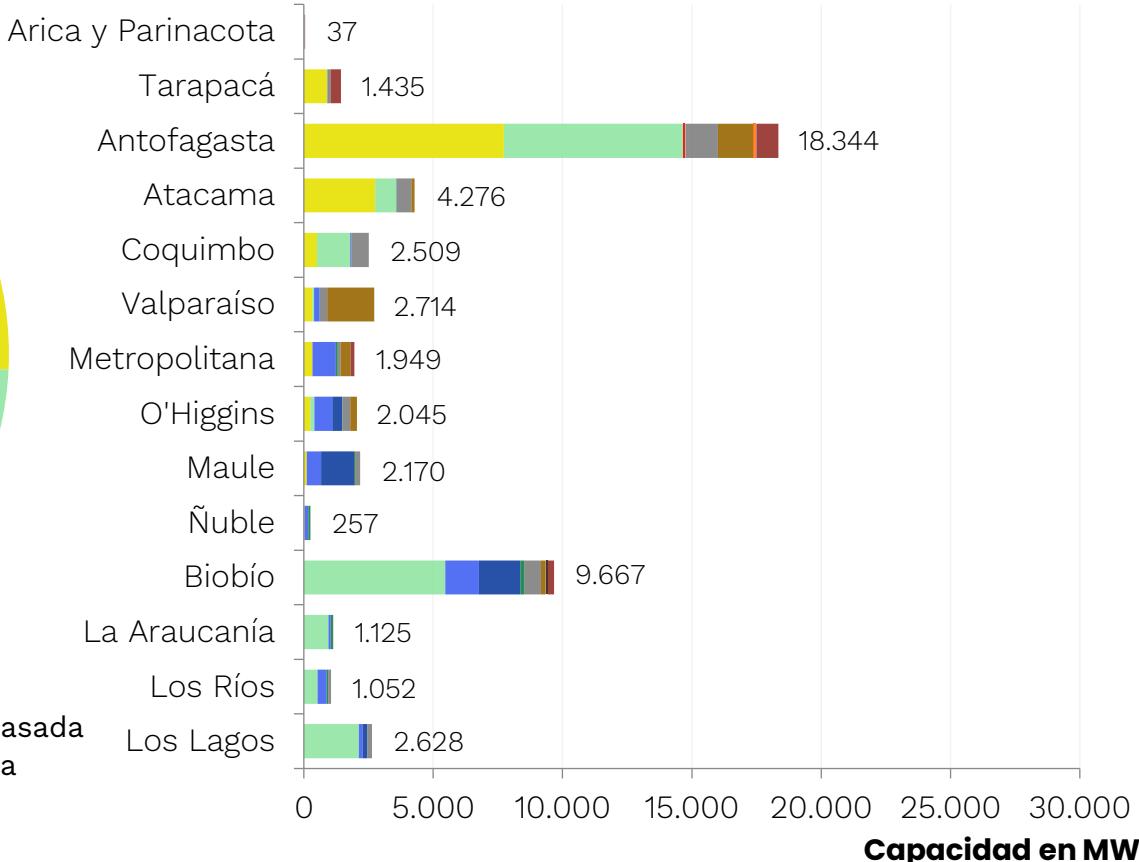
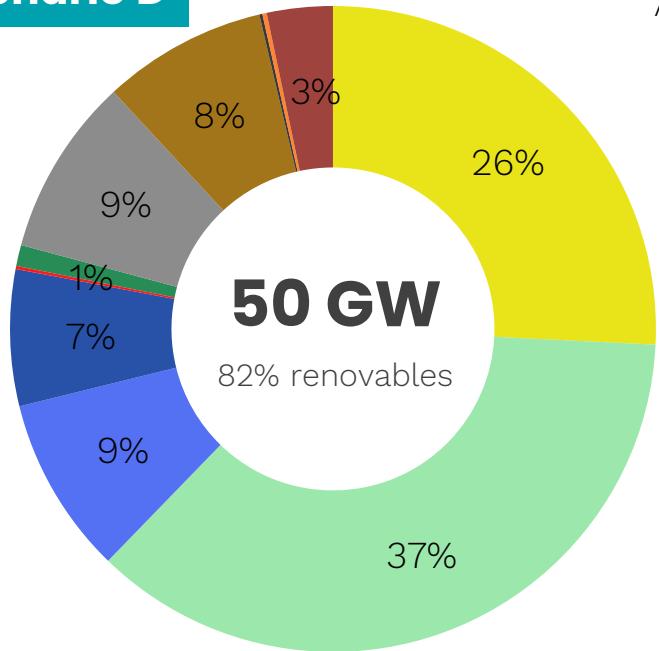
generación con energías
renovables en 2050

Escenario D



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario D



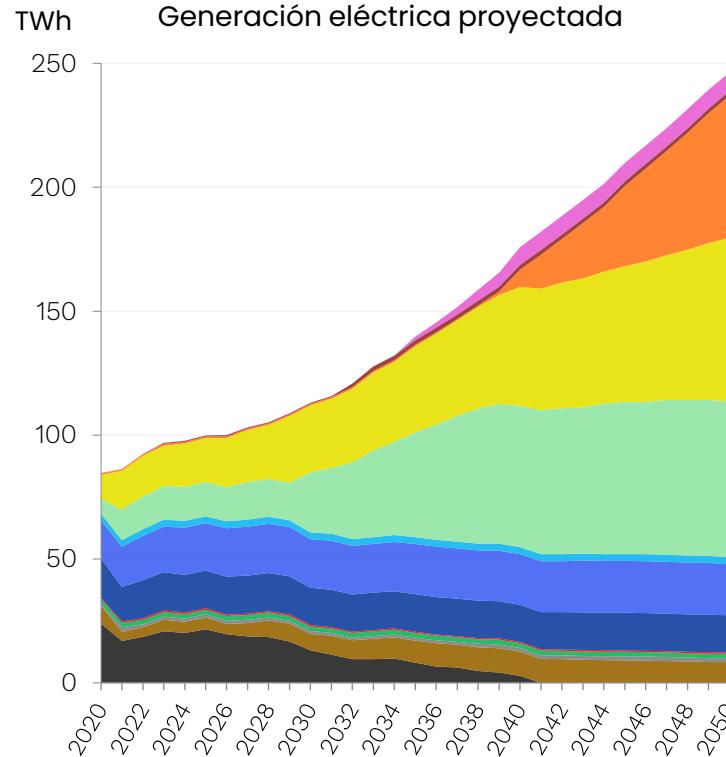
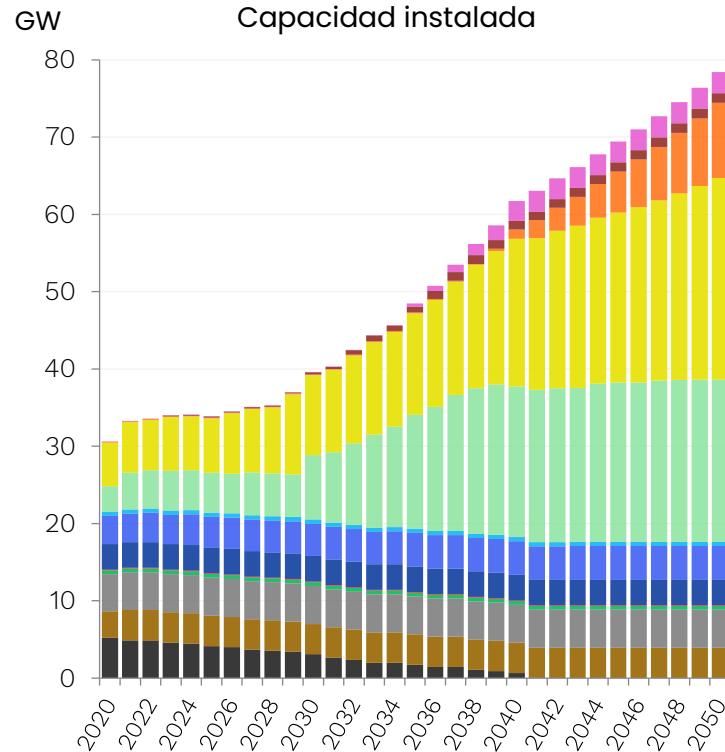
- Solar FV
- Hidro Embalse
- Diésel
- Gas Natural
- Geotérmica
- Biomasa
- Carbón
- Almacenamiento

Proyección de capacidad y generación eléctrica

96%

generación con energías
renovables en 2050

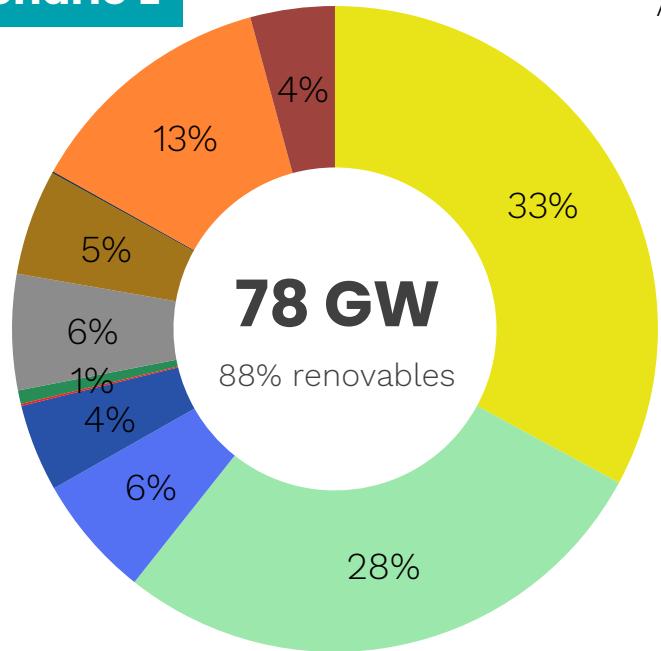
Escenario E



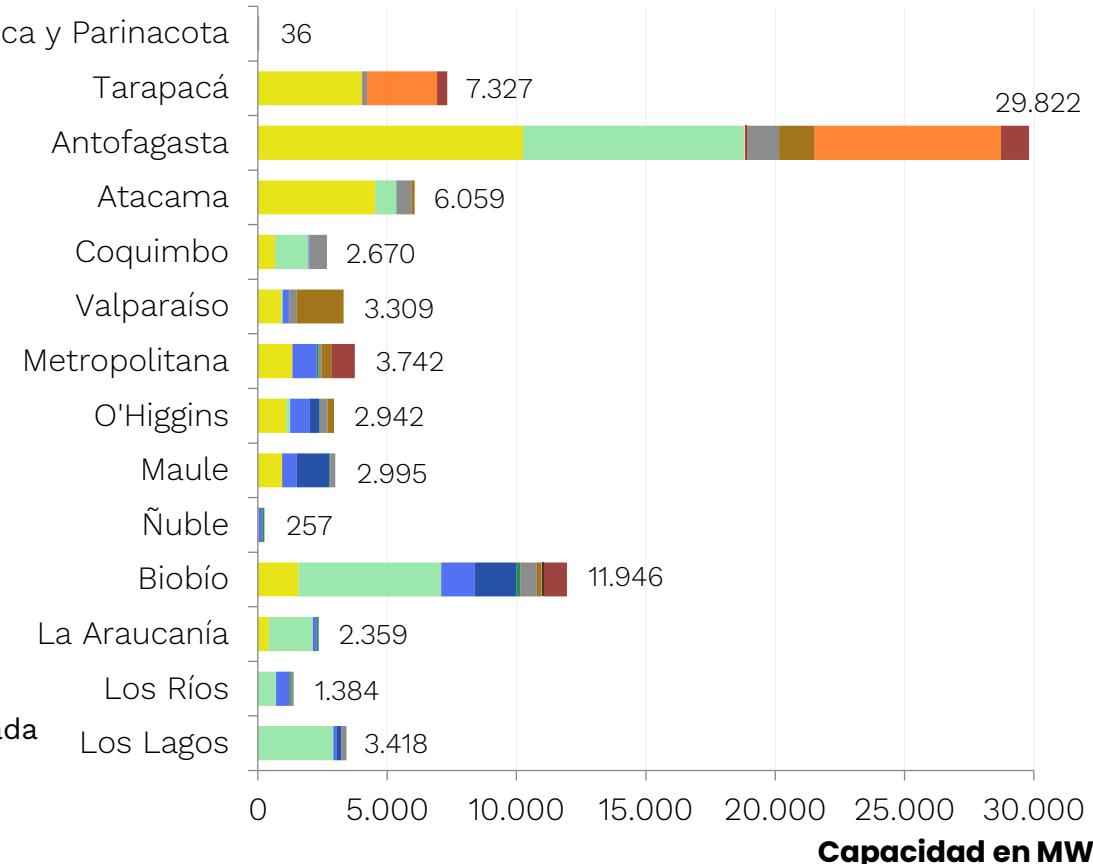
- Batería
- Bombeo
- Solar CSP
- Solar FV
- Eólica
- Hidro ERNC
- Hidro Pasada
- Hidro Embalse
- Geotérmica
- Biomasa
- Diésel
- Gas Natural
- Carbón

Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario E



- Solar FV
- Hidro Embalse
- Diésel
- Solar CSP
- Eólica
- Geotérmica
- Gas Natural
- Biomasa
- Almacenamiento
- Hidro Pasada
- Carbón



Expansión referencial de la transmisión al 2050

Tramo	Capacidad adicional en MW				
	A	B	C	D	E
NuevaPozoAlmonte_Parinacota	61	74	85	0	72
Lagunas_Kimal	192	740	406	195	839
Kimal_NuevaZaldivar	149	300	300	159	300
Kimal_LosChangos	0	0	0	0	651
LosChangos_NuevaZaldivar	0	300	140	0	232
Parinas_NuevaZaldivar	312	3.188	423	388	3.176
Parinas_Cumbre	518	5.043	2.135	76	5.601
Kimal_AltoJahuel	0	0	0	0	35
Transformador 500/220 Kimal	1.936	2.319	2.511	2.188	2.268
Cumbre_NuevaCardones	299	5.424	2.257	349	5.9
NuevaCardones_NuevaMaitencillo	0	4.772	1.593	0	5.389
NuevaMaitencillo_NuevaPandeAzucar	0	4.811	1.595	0	5.427
NuevaPandeAzucar_Polpaico	0	4.513	1.34	0	5.177
Quillota_Polpaico	0	22	0	0	22
Polpaico_AltoJahuel	58	2.758	0	0	3.415
Rapel_AltoJahuel	22	294	191	47	271
Candelaria_AltoJahuel	73	269	121	68	281
AltoJahuel_Ancoa	2.355	2.995	3.225	2.983	2.704
Ancoa_EntreRios	659	1.26	1.51	1.327	966
Concepcion_EntreRios	362	686	300	320	686
EntreRios_Mulchen	1.537	2.523	2.559	1.809	2.275
RioMalleco_Mulchen	0	377	710	0	385
RioMalleco_Pichirropulli	527	1.051	1.212	738	1.073
Tineo_NuevaAncud	0	0	91	81	0

Resultados de la optimización conjunta entre generación y transmisión eléctrica por escenario energético

Con el objeto de planificar el sistema eléctrico de manera costo-eficiente, y entregar una clara señal de localización a inversionistas, se lleva a cabo una expansión co-optimizada de la red, con el objeto de garantizar los menores costos de inversión en generación y transmisión, sumado a costos operacionales del sistema eléctrico. Los tramos de transmisión que son más intensivos en su expansión son:

Periodo 2020 a 2030:

1. Alto Jahuel – Ancoa 500.
2. Transformación en Kimal 500/220.

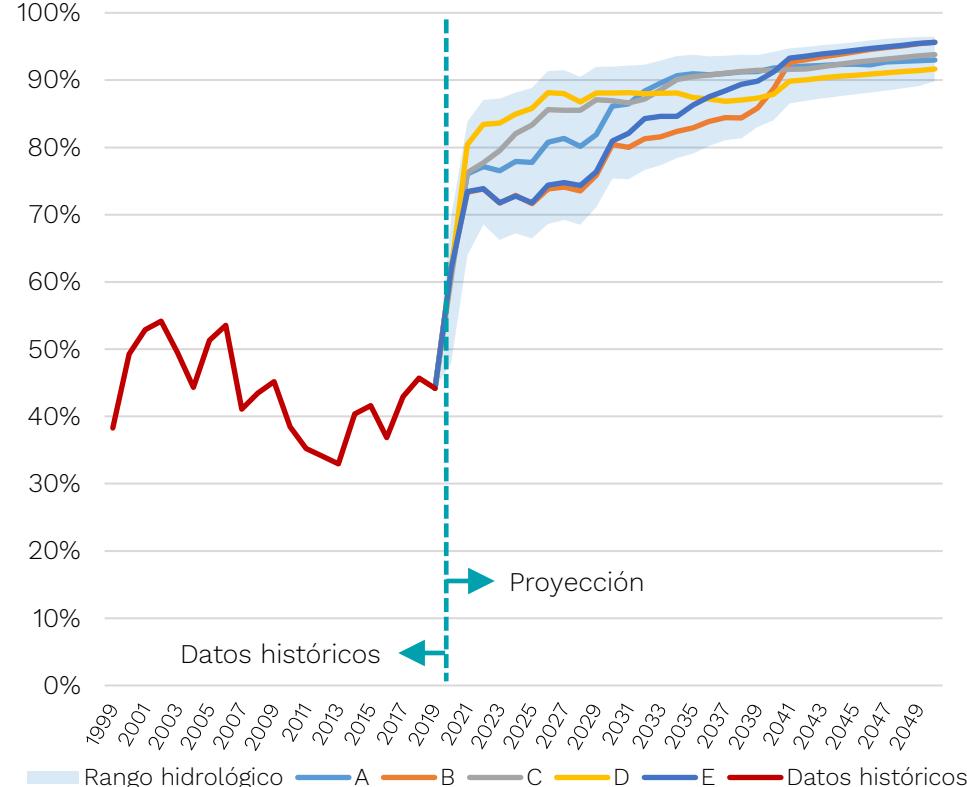
Periodo 2031 a 2040:

1. Desde Entre Ríos al sur.
2. Parinas – Cumbre 500.
3. Cumbre – Nueva Cardones 500.

Periodo 2041 a 2050:

1. Tramo Parinas – Cumbre – Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500. Incluso, se observan capacidades requeridas por más de 5.000 MW al año 2050.
2. Desde Alto – Jahuel al sur, por cerca de 3.000 MW.

Participación renovable en la generación eléctrica



De regreso a nuestra vocación renovable

Hace varias décadas atrás, Chile contaba con una producción de generación eléctrica altamente renovable, impulsada principalmente por las tecnologías hidroeléctricas. En las últimas décadas fue necesario incorporar generación termoeléctrica para hacer frente a los diversos desafíos energéticos del país; pero hoy eso ha cambiado, las tecnologías renovables, principalmente solar y eólica son altamente competitivas y están impulsando un futuro energético sustentable. El país ha dado importantes pasos en ese sentido, y hoy es una de las economías más atractivas del mundo para invertir en energías renovables*.

Hoy ya superamos la barrera de un 20% de generación eléctrica en base a fuentes renovables no convencionales, anticipando la meta establecida en la LGSE en 5 años.

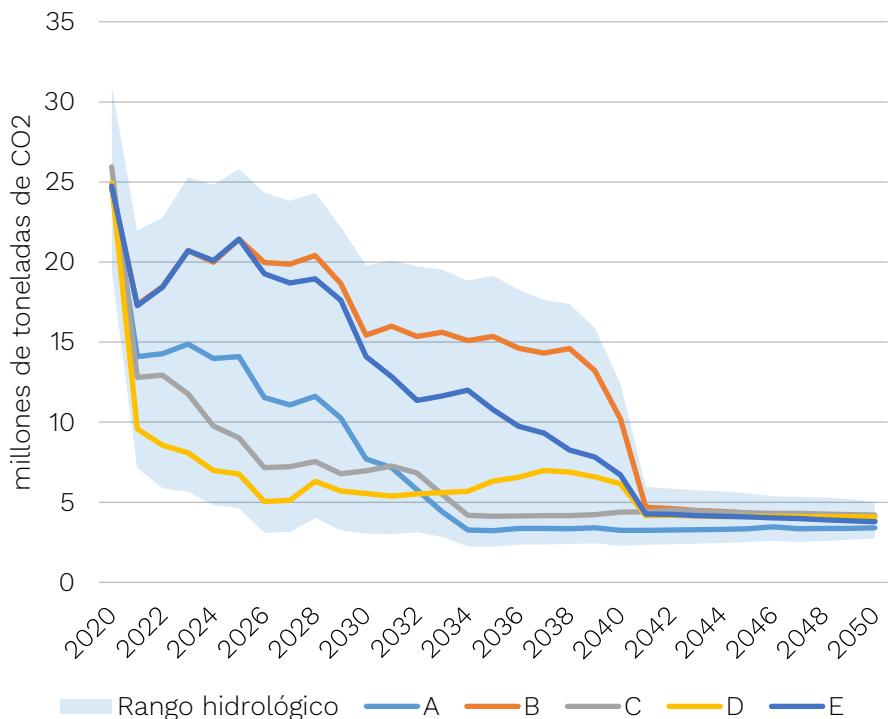
El desafío ahora es mayor, y el país se prepara para continuar por la senda de las energías limpias, proyectándose:

- Al 2030, un 70% de la generación será renovable.
- Al 2040, más de un 80% de la generación será renovable.
- Al 2050, más de un 90% de la generación será renovable.

Nota: La participación renovable depende de las condiciones hidrológicas; mientras más seco es un año, menor generación hidráulica y, por ende, menos generación renovable.

(*) Climatescope 2020 de BloombergNEF: <https://global-climatescope.org/results>

Emisiones proyectadas del sector eléctrico



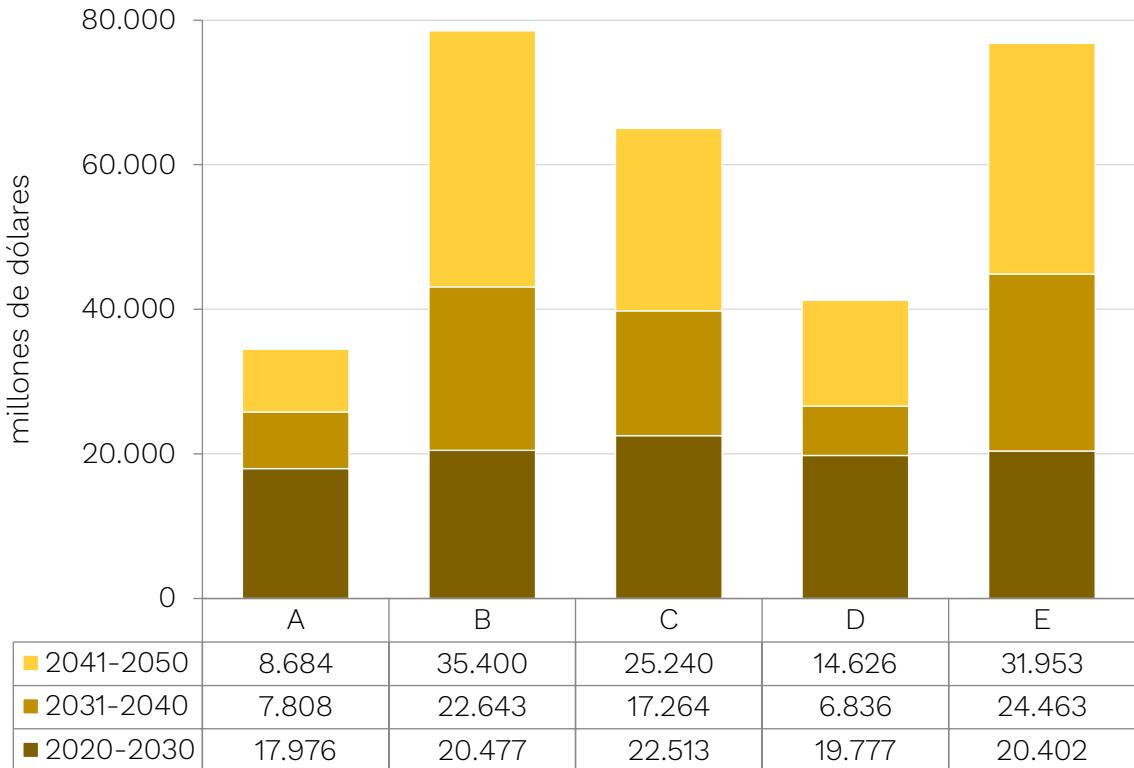
Una matriz eléctrica que se limpia

Las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector eléctrico presentan una tendencia a la baja entre 2020 y 2040. Posterior a ello, se estabilizan en torno a los 3 a 5 millones de toneladas anuales, lo que representa poco más de un 10% de los valores que se presentan en la actualidad. Además, el rango hidrológico también se reduce drásticamente, fundamentalmente porque la participación de la energía hidroeléctrica se prevé cada vez menos preponderante en favor de otras tecnologías renovables.

El tránsito entre 2020 y 2042 es distinto entre los escenarios. Por una parte, se observa que los escenarios B y E tienen una caída más lenta del nivel de emisiones GEI, principalmente porque la demanda en ambos considera la tendencia “alta”, y porque el retiro total de centrales a carbón se produce en 2040.

Los escenarios A, C y D presentan un nivel de emisiones más bajas durante el periodo 2020 a 2040 dado que contienen una demanda con menores tasas de crecimiento. En el caso de los escenarios A y C, éstos contemplan un retiro de carbón total al 2033, lo que explica la sustancial baja de emisiones en torno a esa fecha.

Inversiones en proyectos de generación eléctrica



Periodo 2020
a 2030
Incluye
proyectos en
construcción
y decretados

22.500
millones de
dólares

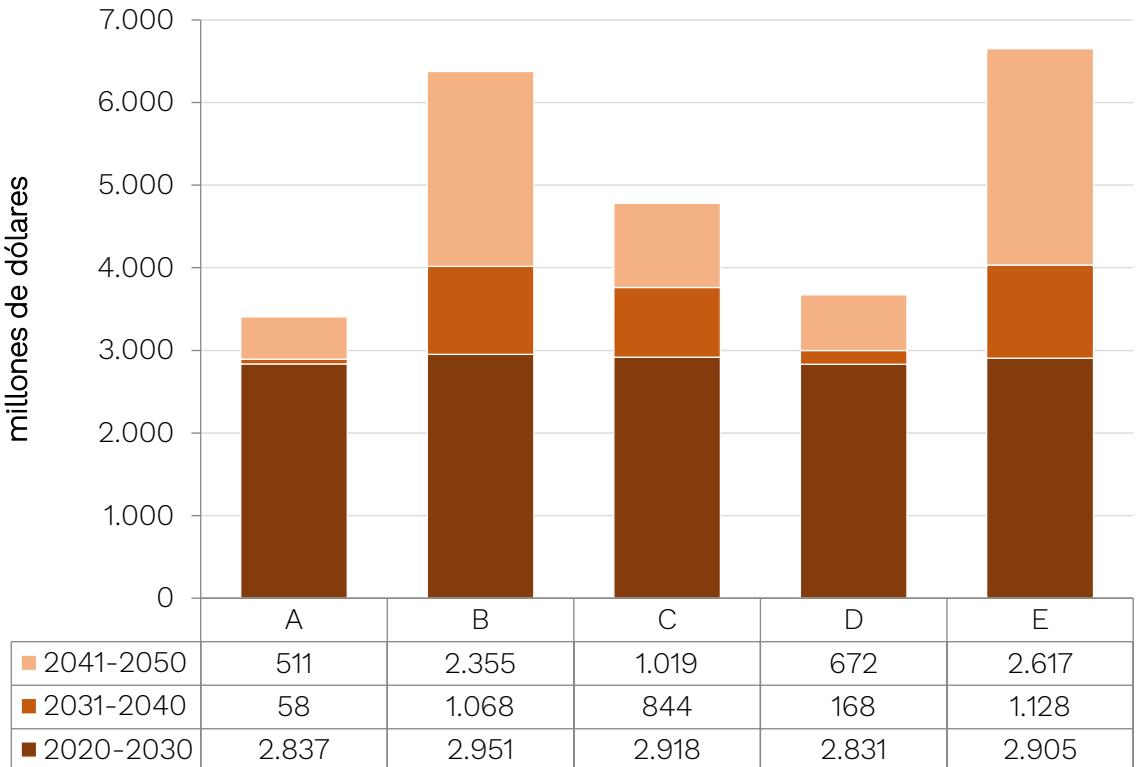
Periodo
2030-2040
Obras
estructurales
de transmisión

25.500
millones de
dólares

Periodo
2030 a 2040
Obras
estructurales
de transmisión

35.500
millones de
dólares

Inversiones en transmisión eléctrica estructural*



Periodo 2020
a 2030
Incluye
proyectos en
construcción
y decretados

3.000
millones de
dólares

Periodo
2030-2040
Obras
estructurales
de transmisión

1.150
millones de
dólares

Periodo
2030 a 2040
Obras
estructurales
de transmisión

2.650
millones de
dólares

(*) No considera expansiones de transmisión con disposición radial ni transmisión zonal

Índice

1. Planificación energética y regulación
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
- 5. Desafíos y próximos pasos**

Nueva PELP quinquenal 2023 – 2027

Participa e infórmate: pelp.minenergia.cl

Nuevo proceso quinquenal 2023 – 2027



PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando juntos el futuro energético de Chile



dic-20

mar-21

mar-21 a jul-21

jul-21

ago-21

Lanzamiento PELP quinquenio 2023-2027

Inicio de instancia de participación ciudadana.
Registro de Interesados en pelp.minenergia.cl

Publicación Plan de Trabajo y Metodología PELP

Audiencia Pública para inscrita/os en Registro de Interesados

Talleres temáticos con inscrita/os en Registro de Interesados

Documentos de avance con nuevos escenarios energéticos de largo plazo y otros

Informe de Avance

Envío a inscrita/os en Registro de Interesados para observaciones

Informe Preliminar

Reporte con resultados de la primera parte del proceso PELP quinquenio 2023-2027
Escenarios energéticos, polos de desarrollo y proyecciones.

Modelos mejorados para el 2021

Nuevo proceso quinquenal 2023 – 2027



PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando juntos el futuro energético de Chile

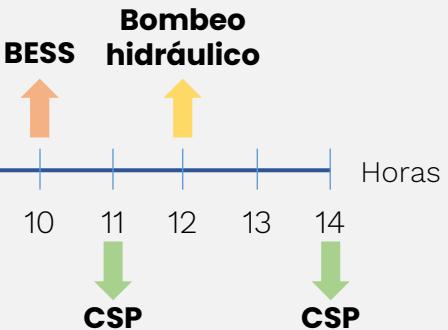
Algunos desafíos para mejorar las proyecciones energéticas, incorporando la dimensión de sustentabilidad

- **Cobertura nacional:** Ampliar la planificación energética a sistemas medianos y aislados.
- **Mitigación:** Mejorar la representación de medidas de mitigación para alcanzar la carbono neutralidad.
- **Adaptación:** Incorporar metodologías y aplicación para evaluar resiliencia y adaptación en los sistemas energéticos.
- **Flexibilidad:** Incorporar restricción de inercia y reserva sistémica en la modelación. Considerar el aporte provisto por centrales existentes y candidatas. Explorar alternativas tecnológicas de provisión a través de electrónica de potencia (inercia sintética, entre otras).
- **Nuevas tecnologías:** Modelación de más almacenamiento (baterías Carnot, BESS* corta y mediana duración, hidrógeno, etc). Incorporación nuevas configuraciones de tecnologías de concentración solar de potencia: pasar de 2 configuraciones (11 y 14 hrs de almacenamiento) a 3 configuraciones (6, 9 y 13 hrs de almacenamiento).
- **Ambiente y territorio:** Mejorar la incorporación de variables ambientales y territoriales en las proyecciones energéticas.
- **Modelos:**
 - o Pasar de bloques representativos a bloques horarios equivalentes en la modelación eléctrica.
 - o Mejorar modelo de proyección de generación distribuida.

Modelación de almacenamiento y generación gestionable

PELP vigente

IAA 2019 | IAA 2020



PELP: Planificación Energética de Largo Plazo

BESS: Battery Energy Storage System

CSP: Concentración Solar de Potencia

Proyectando un sistema eléctrico renovable y flexible

Para mejorar las proyecciones energéticas al largo plazo, considerando altos niveles de inserción de fuentes de generación renovable variable, es relevante considerar las condiciones de seguridad de la red.

Por ello, la nueva planificación energética de largo plazo modelará de mejor manera el almacenamiento, la generación gestionable y las restricciones operativas de seguridad del sistema para dotar de más flexibilidad a la red, entregando señales para invertir y modernizar el sector eléctrico.

Alcanzar un futuro renovable y seguro es tarea de todas y todos.

Nueva PELP quinquenal
Periodo 2023-2027

+ Flexibilidad

Otros almacenamientos

Bombeo hidráulico | Baterías de Carnot | Hidrógeno | Aire comprimido | Otros

BESS

Transmisión y Arbitraje

Concentración Solar de Potencia

Energía gestionable según diseño de la planta

Horas

Horas



INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2020

Planificación Energética de Largo Plazo

División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales
Ministerio de Energía

Sitio web: <http://pelp.minenergia.cl>
Contacto: pelp@minenergia.cl

Diciembre 2020