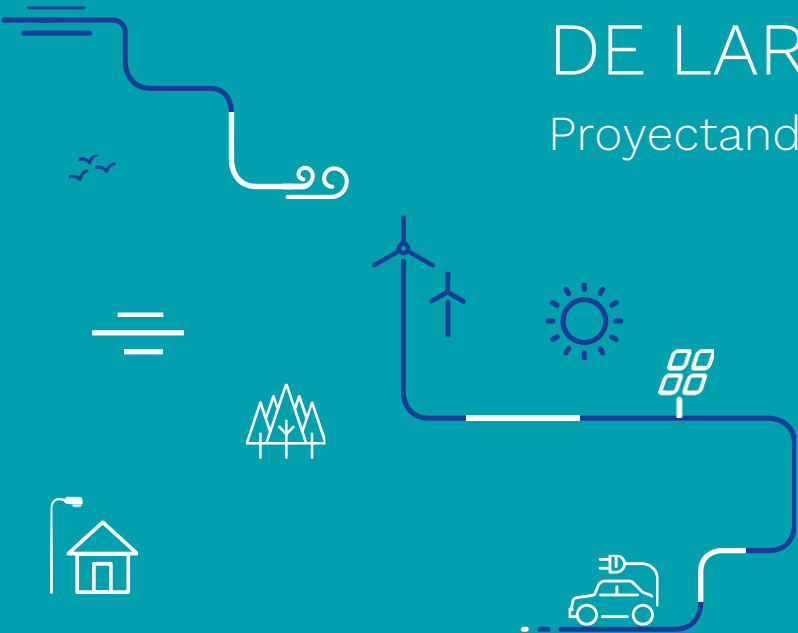




INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2022

# PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

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



Junio 2022



## Informe de Actualización de Antecedentes 2022

### Planificación Energética de Largo Plazo 2018 – 2022\*

En este documento se presenta la actualización 2022 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 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Representa un insumo relevante para el Plan de Expansión de la Transmisión 2022 que realiza la Comisión Nacional de Energía.

Las principales actualizaciones consideradas en esta versión respecto al IAA 2021, contemplan:

- a. Incorporación de perfiles de demanda horaria: se cambia la forma de la demanda por barra desde una representación de 9 bloques por cada escenario eólico (3) cada trimestre, a 24 bloques, que representan 24 horas de un día típico por mes (12). Esto se aplica anualmente entre los años 2020 y 2035, y posteriormente, de manera discreta a los años específicos 2040, 2050 y 2060.
- b. Actualización de los precios de combustibles: se procede a actualizar las proyecciones de los combustibles que son parte del nuevo Precio Nudo del primero semestre 2022, que rige la expansión de transmisión que se utilizará para este año.
- c. Obras nuevas: Se incorporan las obras nuevas de generación y transmisión consideradas en el precio nudo 2022 primer semestre.
- d. Potenciales renovables: Se alinean los potenciales renovables eólico, solar, hidráulica y CSP para hacerlos coherentes con los perfiles de demanda horaria.
- e. Restricción de inercia: En la nueva PELP 2023-2027 se incluyó la restricción de inercia sistémica, donde algunas tecnologías como las centrales térmicas, CSP, hidro bombeo y embalses pueden entregarlo, el valor corresponde a recomendaciones desde el Coordinador Eléctrico Nacional.
- f. Condición hidrológica seca: Dada la prolongada sequía que se está presentando y los efectos del cambio climático en ese mismo sentido, este IAA 2022 considera condiciones muy secas representadas por los datos correspondientes a la hidrología del año 1998-1999.

(\*) Aprobada en Decreto Núm. 92 exento, publicado el 09 de abril de 2018

(\*\*) [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/meteorodata-2020\\_analisis\\_de\\_disponibilidad\\_de\\_recursos\\_renovables.zip](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/meteorodata-2020_analisis_de_disponibilidad_de_recursos_renovables.zip)

# Índice

- 1. Escenarios energéticos**
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

# Escenarios energéticos de largo plazo | PELP 2018 – 2022

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
<b>1. Disposición social para proyectos (*)</b> <b>(Intensidad de retiro de centrales a carbón)</b>	+ Costo y con carbón CCS  (Alta)	Libre  (Baja)	+ Costo y con carbón CCS  (Alta)	+ Costo  (Media)	+ Costo  (Media)
<b>2. Demanda energética</b>	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
<b>3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías</b>	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
<b>4. Costos de externalidades ambientales (**)</b>	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
<b>5. Costos de inversión de tecnologías renovables</b>	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
<b>6. Precio de combustibles fósiles</b>	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 incorporan en los escenarios los compromisos del país en materia de energía y cambio climático:

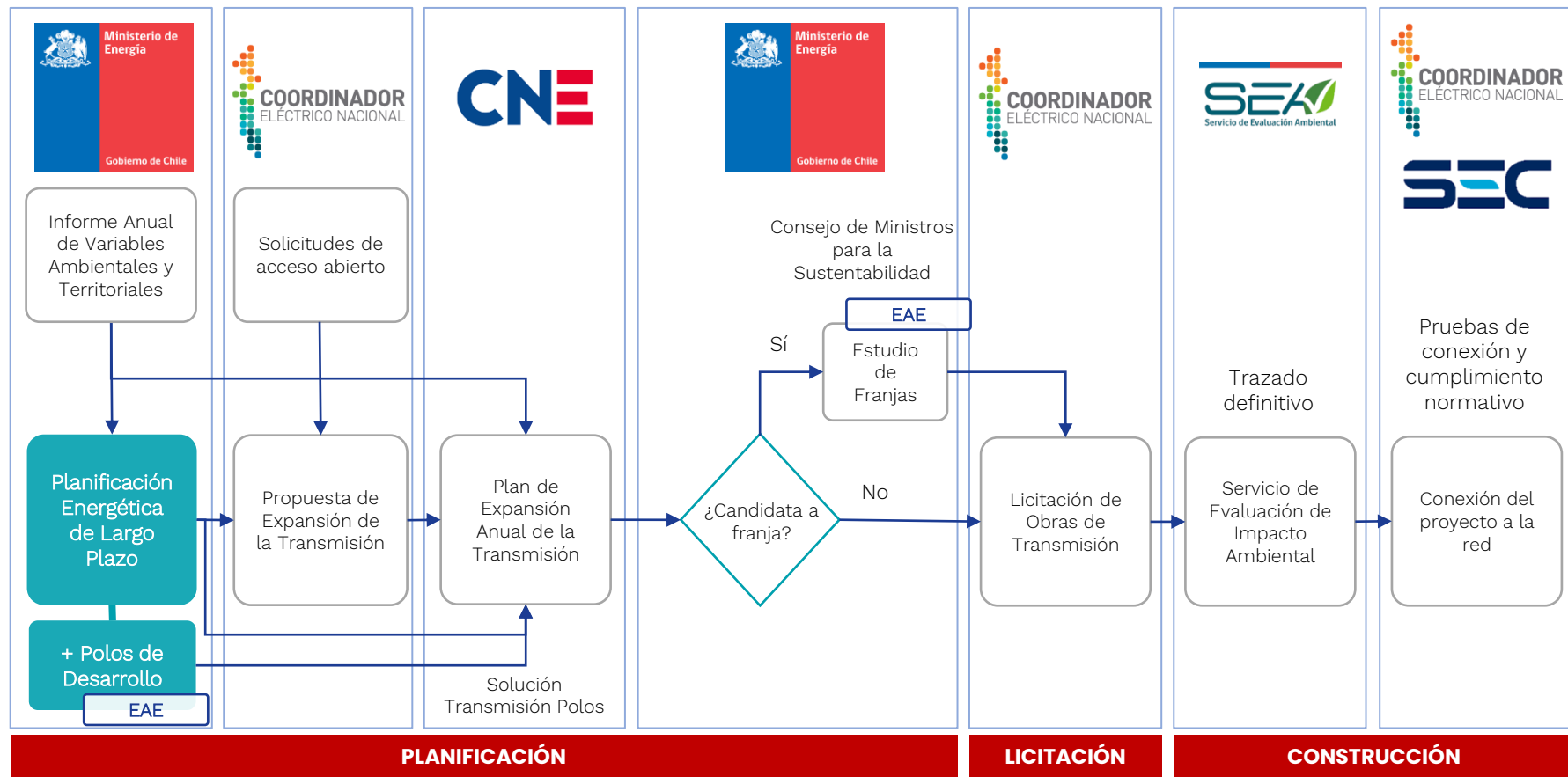
1. Plan de retiro de centrales a carbón antes del año 2040.
2. Carbono neutralidad antes del año 2050 en los escenarios B y E.

Más información de los escenarios en [pelp.minenergia.cl](http://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



2017

## 2018 1er proceso quinquenal PELP 2018-2022

Se lleva a cabo con una participación ciudadana que contó con 262 inscritos, entre personas naturales y jurídicas, de distintos lugares del país.

Se proponen cinco escenarios energéticos de largo plazo que orientan el desarrollo del sistema eléctrico y al sector en general. En la oportunidad, no se identificaron polos de desarrollo.

## Primer decreto PELP

Se decretan los escenarios energéticos de largo plazo para el periodo 2018 – 2022.

Los escenarios energéticos corresponden a las rutas alternativas de futuro energético desarrolladas por el Ministerio de Energía.

2019

## 2020 Actualización PELP 2019

Se actualizan las proyecciones energéticas, considerando los escenarios energéticos de largo plazo vigentes.

Los cambios principales fueron: análisis de optimización conjunta entre generación y transmisión eléctrica, incorporación de retiro de centrales a carbón, actualización de costos de inversión y precios de combustibles e incorporación de mínimo técnico en centrales de carbón.

## Actualización PELP 2020

Se actualizan las proyecciones energéticas, considerando los escenarios energéticos de largo plazo vigentes.

Los cambios principales fueron: actualización de trayectorias de retiro de carbón, incorporación de meta de carbono neutralidad, mejora en la representación del sistema de transmisión y mejora en la modelación de centrales térmicas.

2021

## 2022 2do proceso quinquenal PELP 2023-2027

Se emite Informe Preliminar que recoge el trabajo participativo respecto a la definición de tres nuevos escenarios y sus respectivas proyecciones energéticas. Se definen dos provincias como candidatas a polos de desarrollo.

## Polos de Desarrollo

Inicio del proceso en provincias de Tocopilla y Antofagasta, Región de Antofagasta.

## Actualización PELP 2021

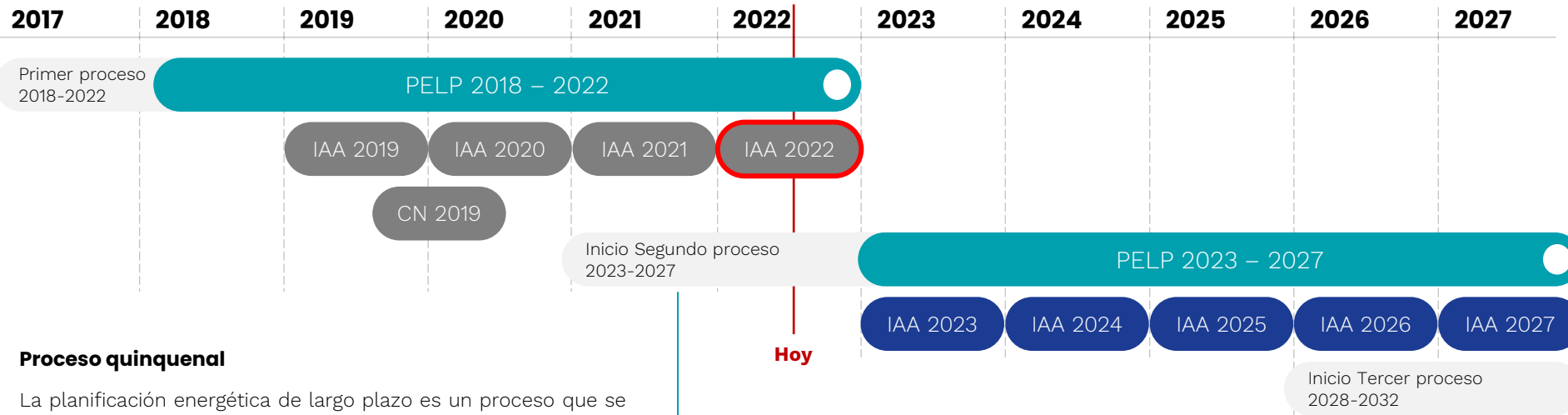
En el marco del proceso PELP 2018-2022. Considera últimos anuncios en el retiro de centrales a carbón y fecha tentativa de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

## Actualización PELP 2022

En el marco del proceso PELP 2018-2022. Se realizan las siguientes modificaciones.

Incorporación de perfiles de demanda horaria, se actualizan los precios de los combustibles. Se incorporan las nuevas obras de generación y transmisión considerados en el precio de nudo 2022 primer semestre.

# Desarrollo de la planificación energética de largo plazo



## 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. 84° de LGSE).

### Septiembre 2021

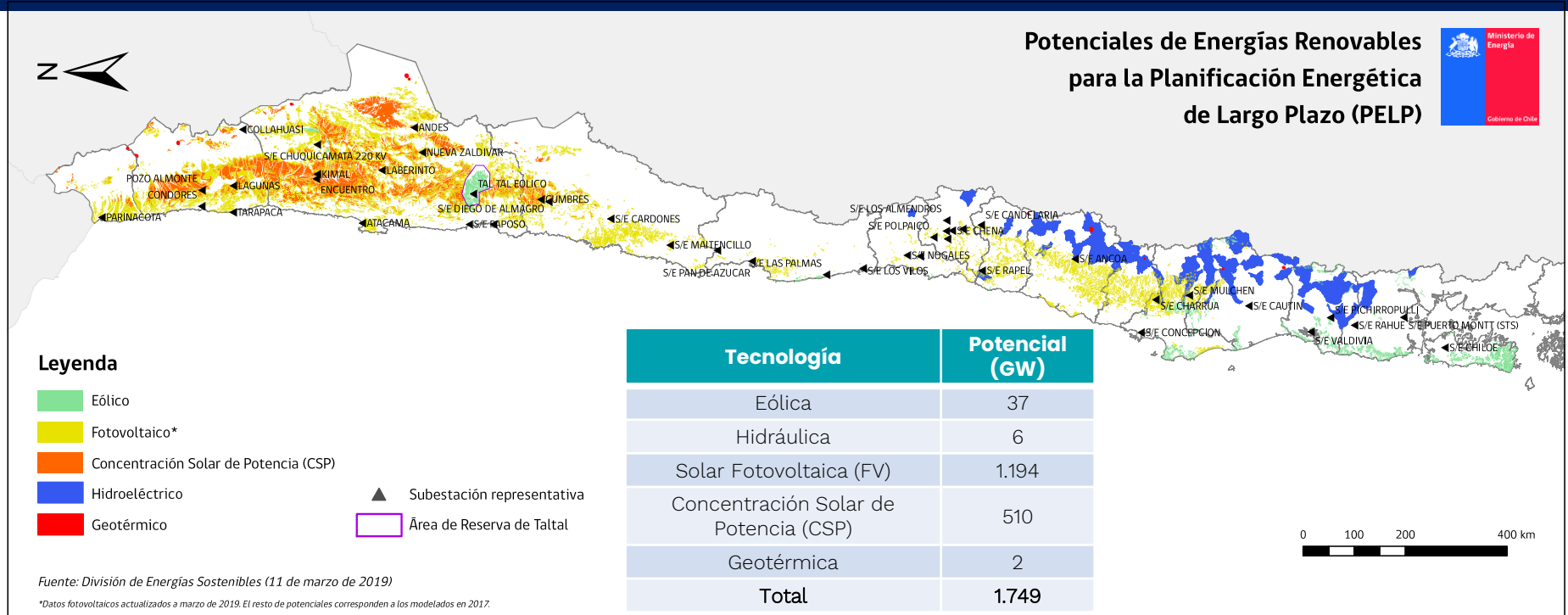
Informe Preliminar (Art. 84° de LGSE):

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

# Índice

1. Escenarios energéticos
- 2. Contexto energético**
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

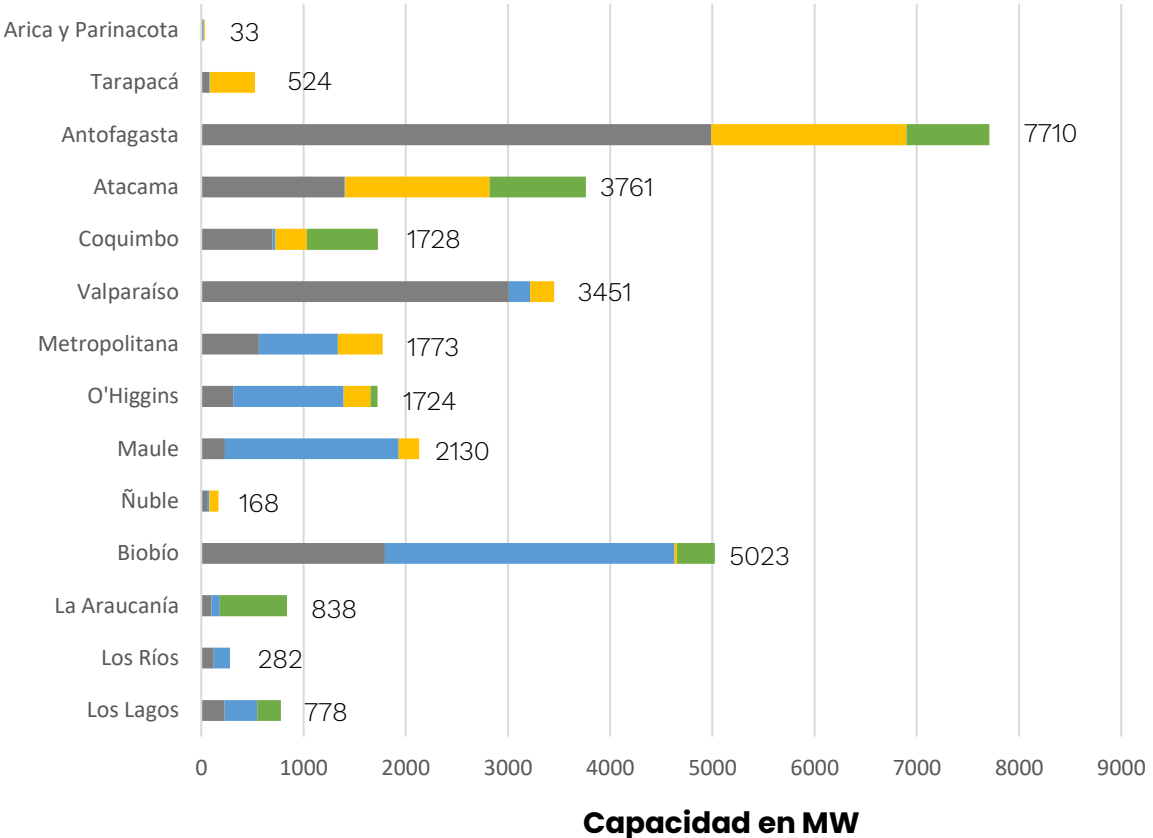
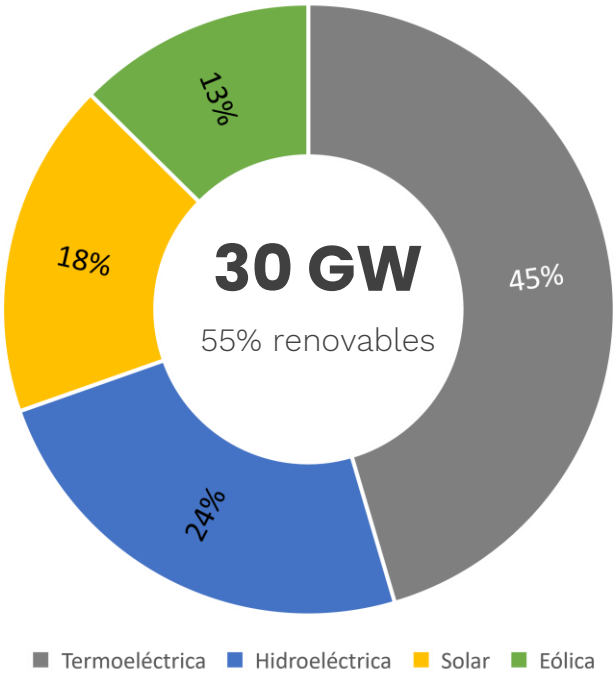
# Potencial renovable en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional



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.

(\* Este potencial ha sido actualizado en el marco del proceso quinquenal PELP 2023-2027 que se está llevando a cabo. Más información en [pelp.minenergiya.cl](http://pelp.minenergiya.cl)

# Capacidad instalada actual en el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CNE. Capacidad instalada de generación. Junio 2022.

# Índice

1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
- 3. Principales actualizaciones**
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

# Escasez hídrica y condición hidrológica seca

## Condiciones hidrológicas extremas

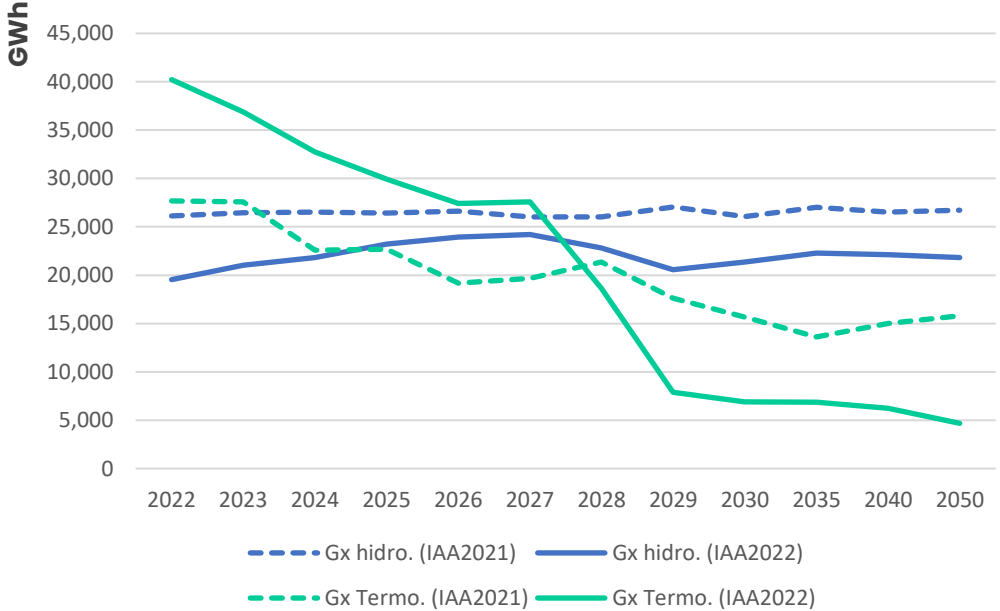
La tendencia cada vez más evidente de condiciones climáticas adversas, que afectan tanto a nivel mundial como a nuestro país en particular, tienen incidencia en la operación y expansión del sistema eléctrico.

En esta versión, dada la prolongada sequía que se está presentando y los efectos del cambio climático, este IAA 2022 considera condiciones muy secas representadas por los datos correspondientes a la hidrología del año 1998-1999.

En el futuro, se integrarán afluentes que consideren las proyecciones respecto al impacto del cambio climático, así como la afectación que podrían tener los perfiles eólicos y solares por este concepto.

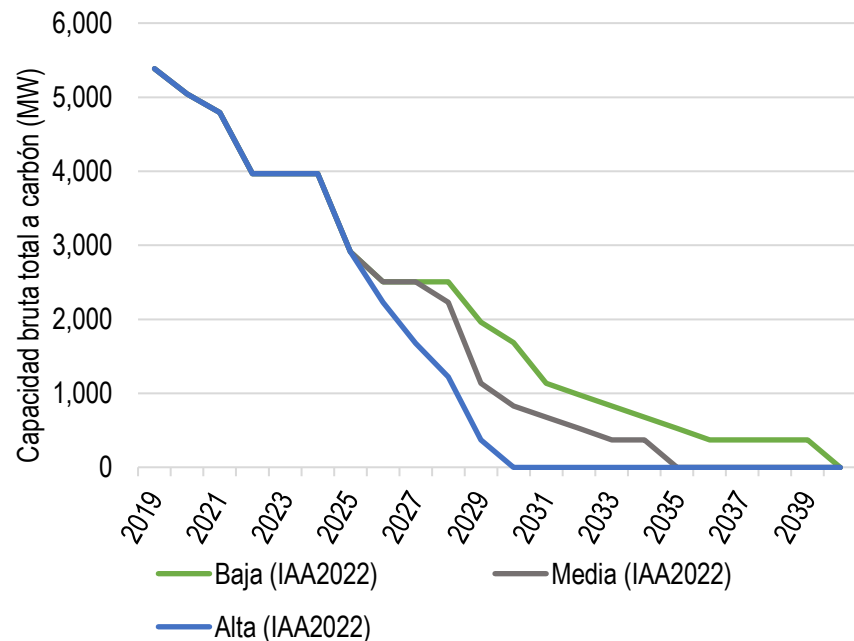
## Aporte de generación hidroeléctrica y termoeléctrica Comparación IAA 2021 e IAA 2022

*Condición hidrológica media*



# Trayectorias de retiro de centrales a carbón

## Intensidad de retiro de centrales a carbón modelada



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

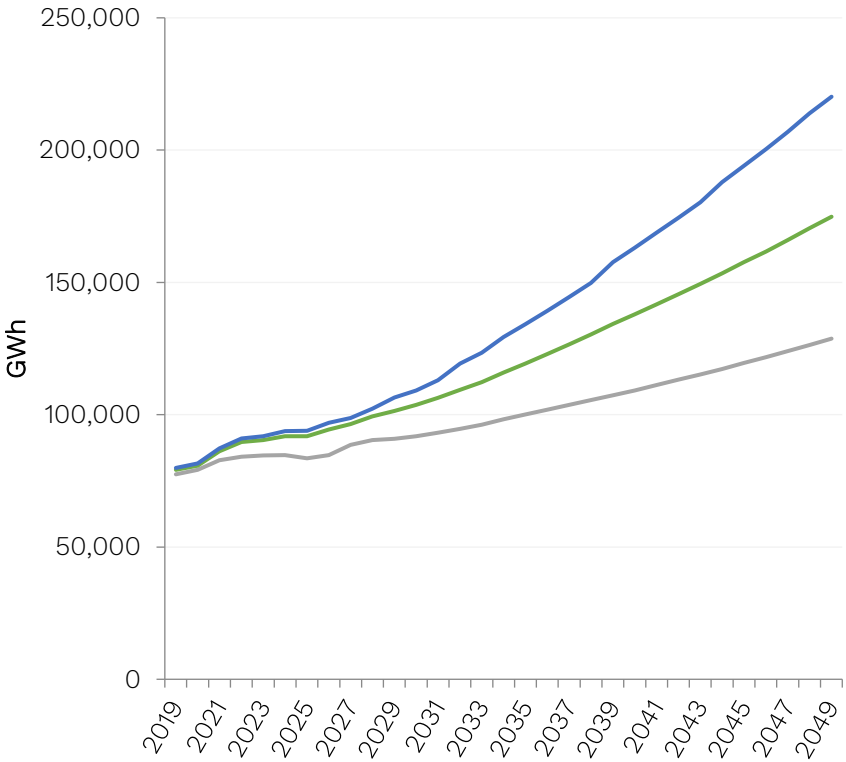
El retiro total del carbón permitirá tener una producción de energía eléctrica más limpia, lo que habilitará el camino hacia la carbono neutralidad. También trae grandes desafíos, parte de los cuales se analizan en este IAA 2022:

- 1. Incorporar más energías renovables al sistema eléctrico.** A la fecha, el 55% de la capacidad instalada del SEN son energías renovables, sin embargo, es crucial seguir promoviendo nuevas inversiones en energías limpias, tanto a gran escala como a nivel distribuido.
- 2. 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, incluyendo tecnologías que permitan hacer mejor uso de la capacidad en redes existentes.
- 3. Tener un sistema eléctrico flexible con operación moderna.** Una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico, con una correcta provisión de fortaleza de red, inercia y reservas que garanticen una operación segura y moderna, es fundamental en la transición energética.

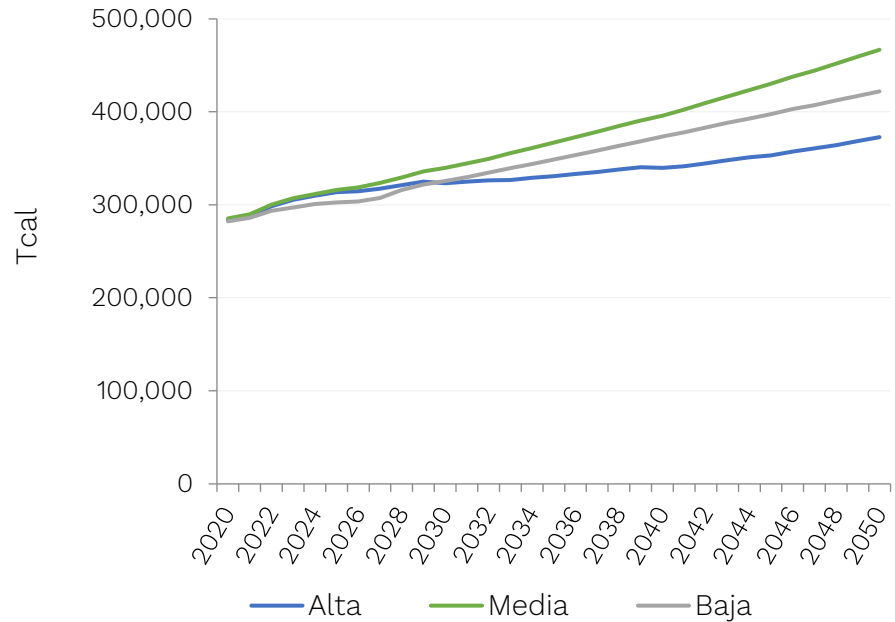
*La figura muestra las curvas de retiro de centrales a carbón consideradas en esta actualización una de ellas al 2040, una al 2035 y otra al 2030.*

# Proyección de demanda energética y eléctrica

## Demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional



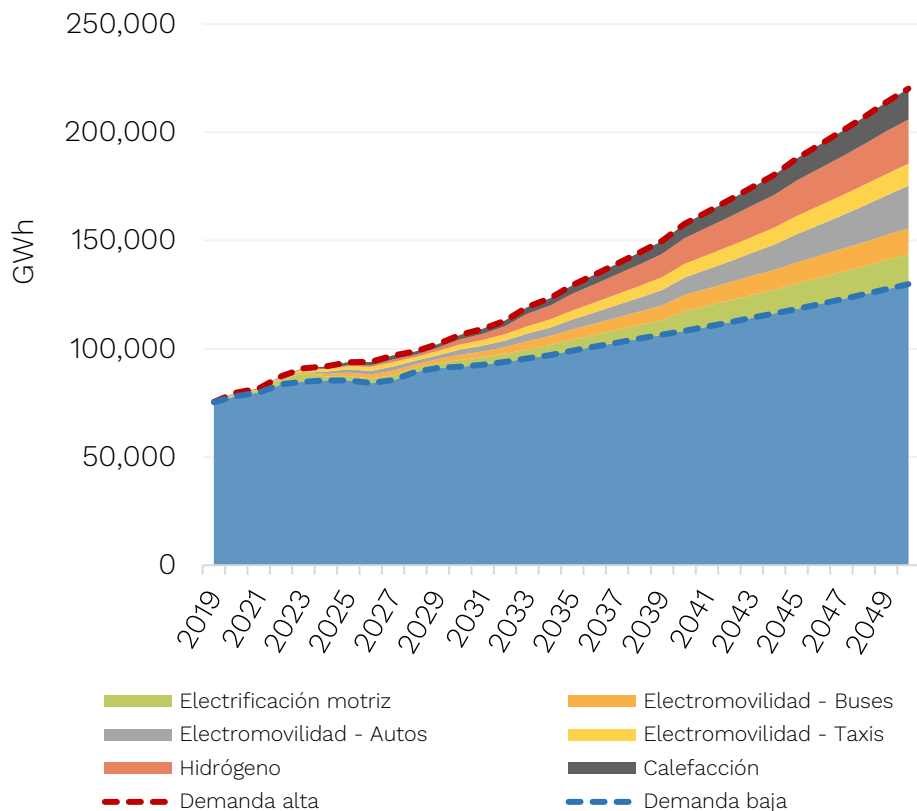
## Demanda energética total



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



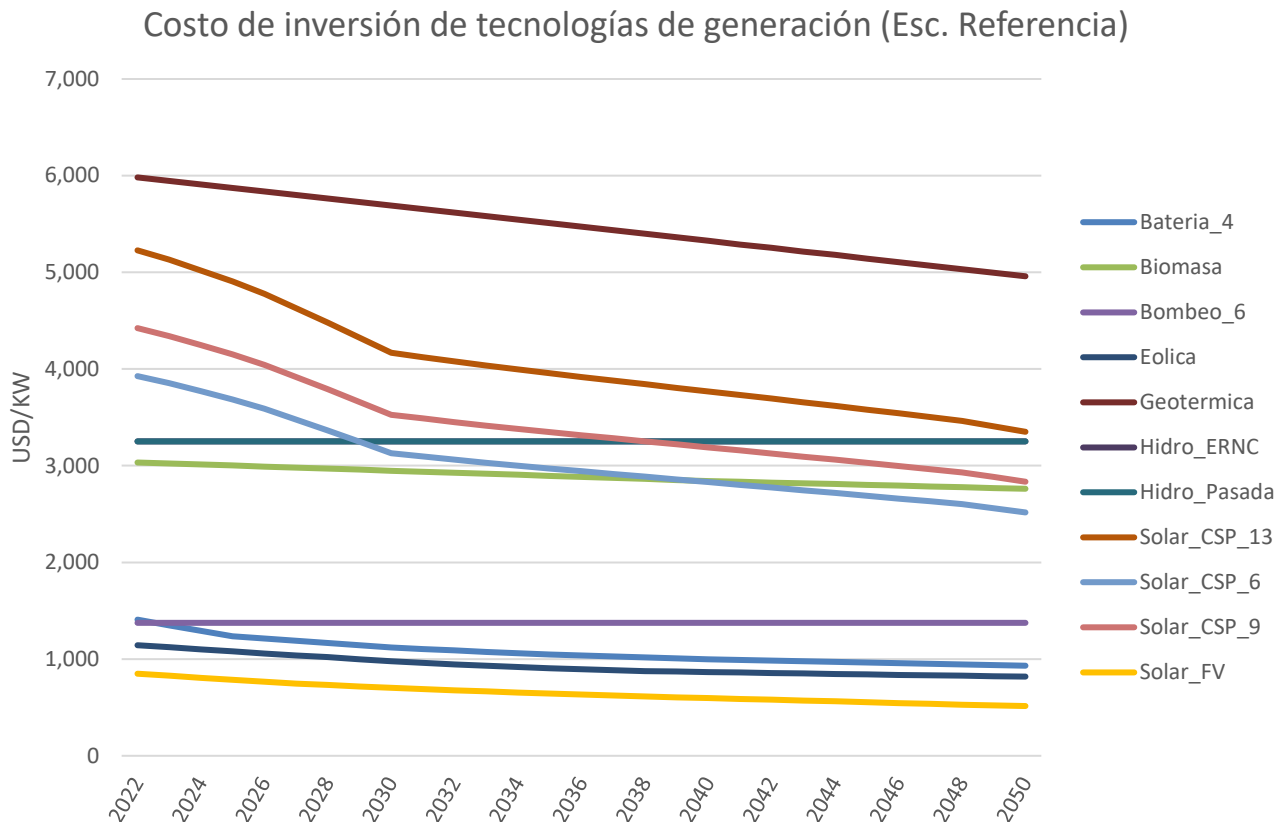
## Más soluciones renovables para los distintos usos energéticos de la sociedad

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

# Costos de inversión de tecnologías de generación



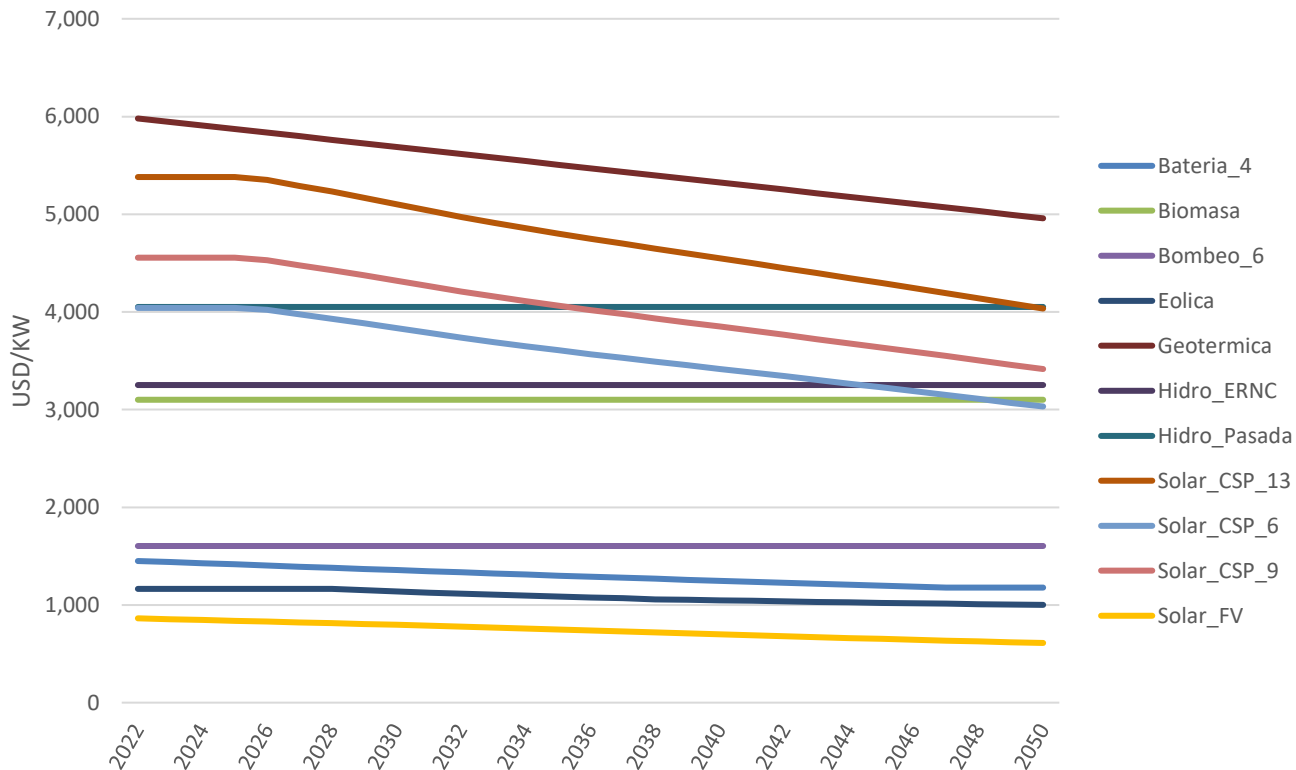
## Referencias

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.minenergi.cl/mesa-geotermia/>

# Costos de inversión de tecnologías de generación

Costo de inversión de tecnologías de generación (Esc. Alto)



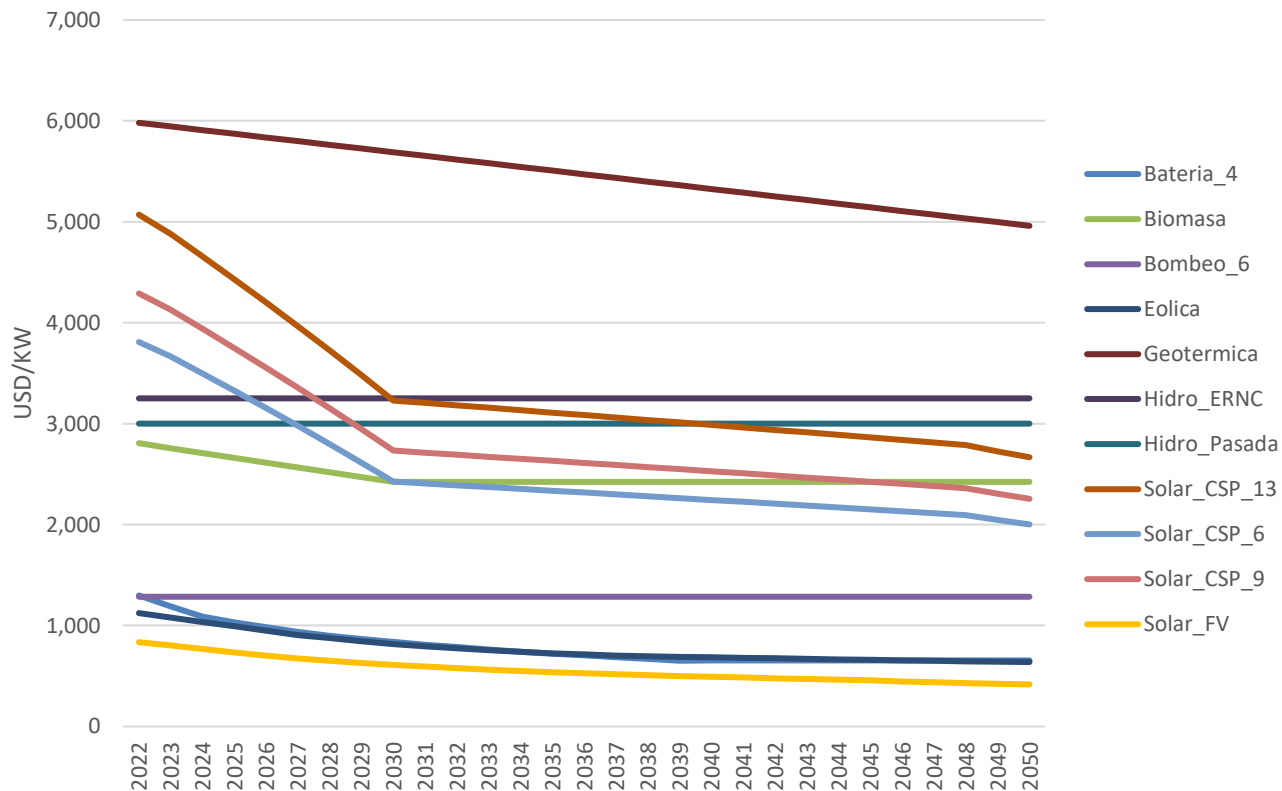
## Referencias

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.minenergi.cl/mesa-geotermia/>

# Costos de inversión de tecnologías de generación

Costo de inversión de tecnologías de generación (Esc. Bajo)



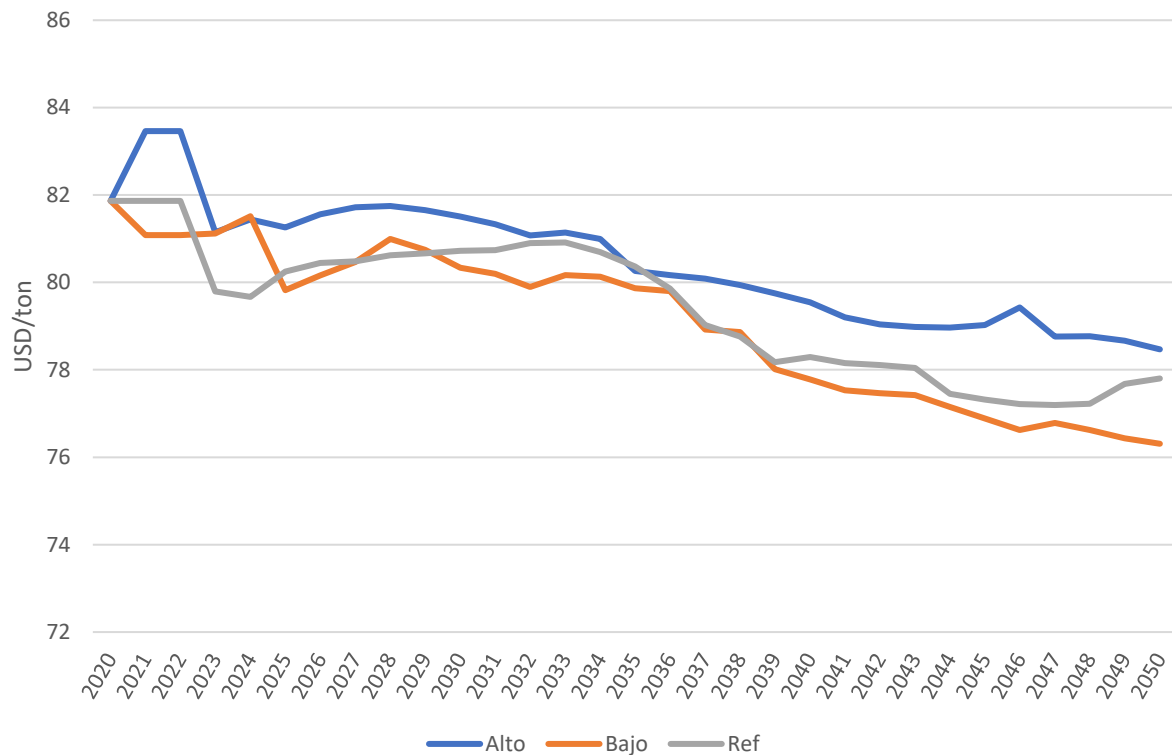
## Referencias

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.minenergi.cl/mesa-geotermia/>

# Precios de combustibles fósiles

## Proyección precio carbón



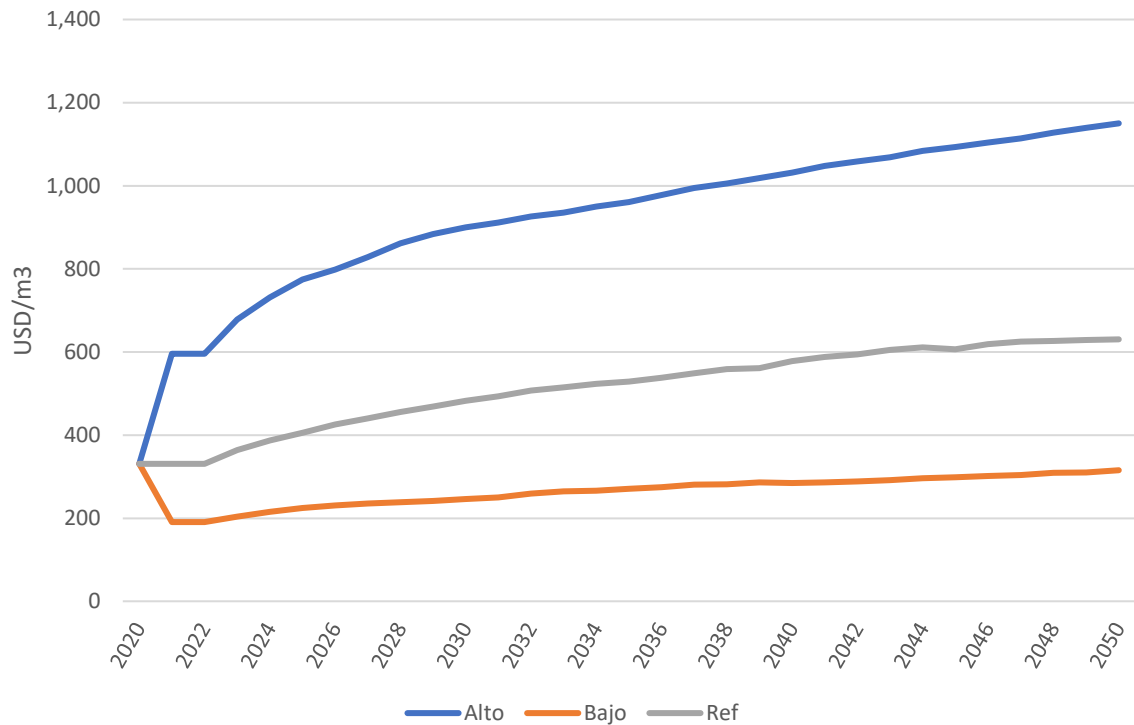
## Referencias

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/aeo/>

# Precios de combustibles fósiles

## Proyección precio Diésel



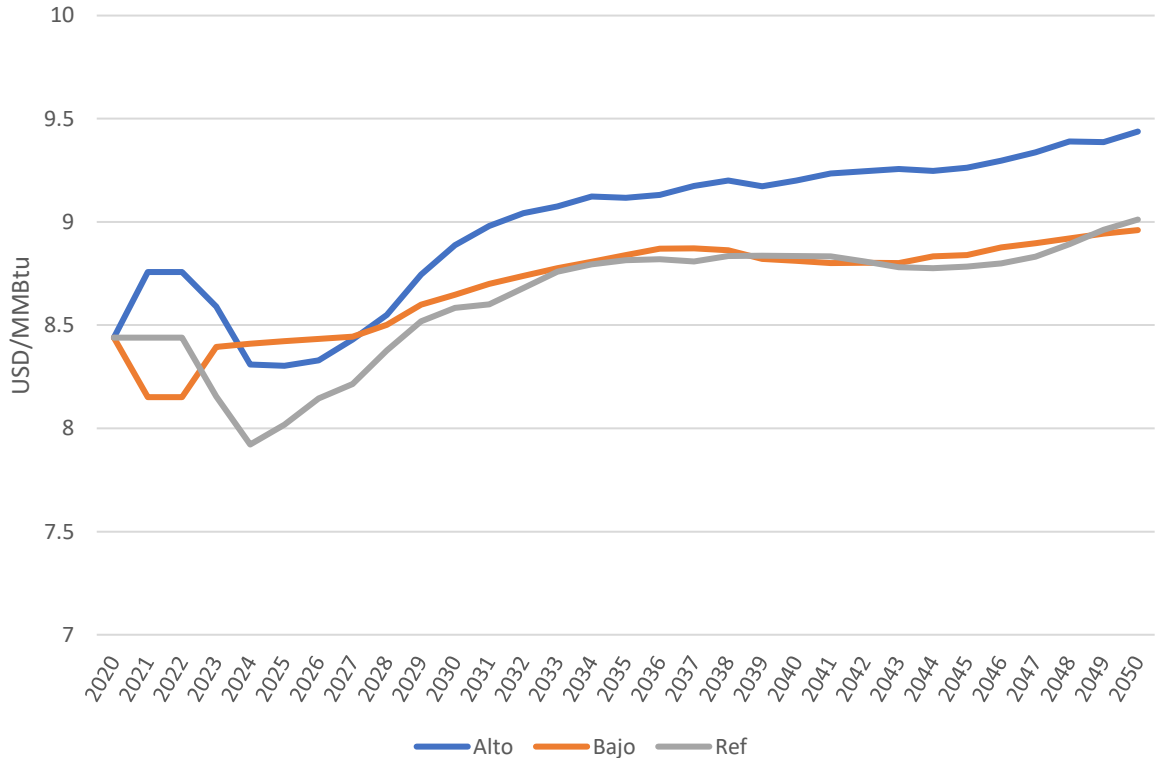
## Referencias

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/aeo/>

# Precios de combustibles fósiles

### Proyección precio GNL



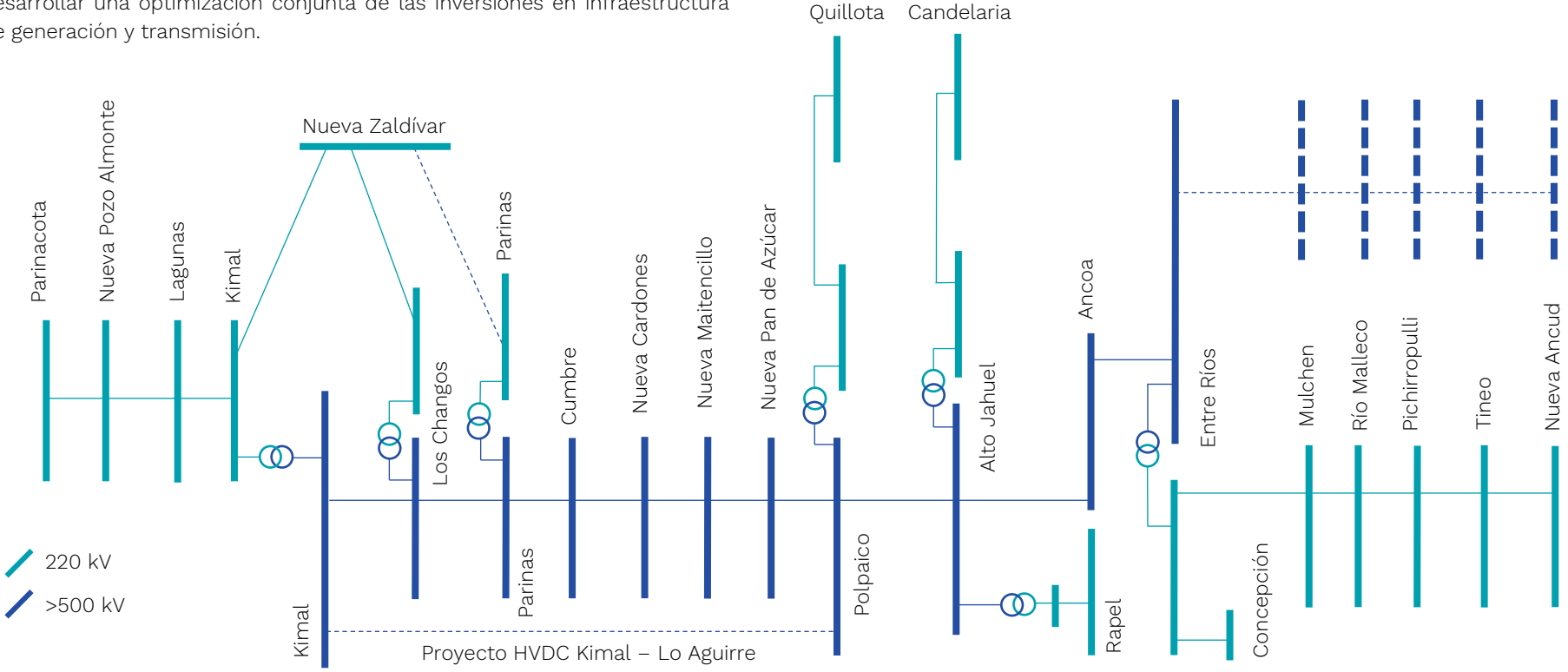
### Referencias

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/aeo/>

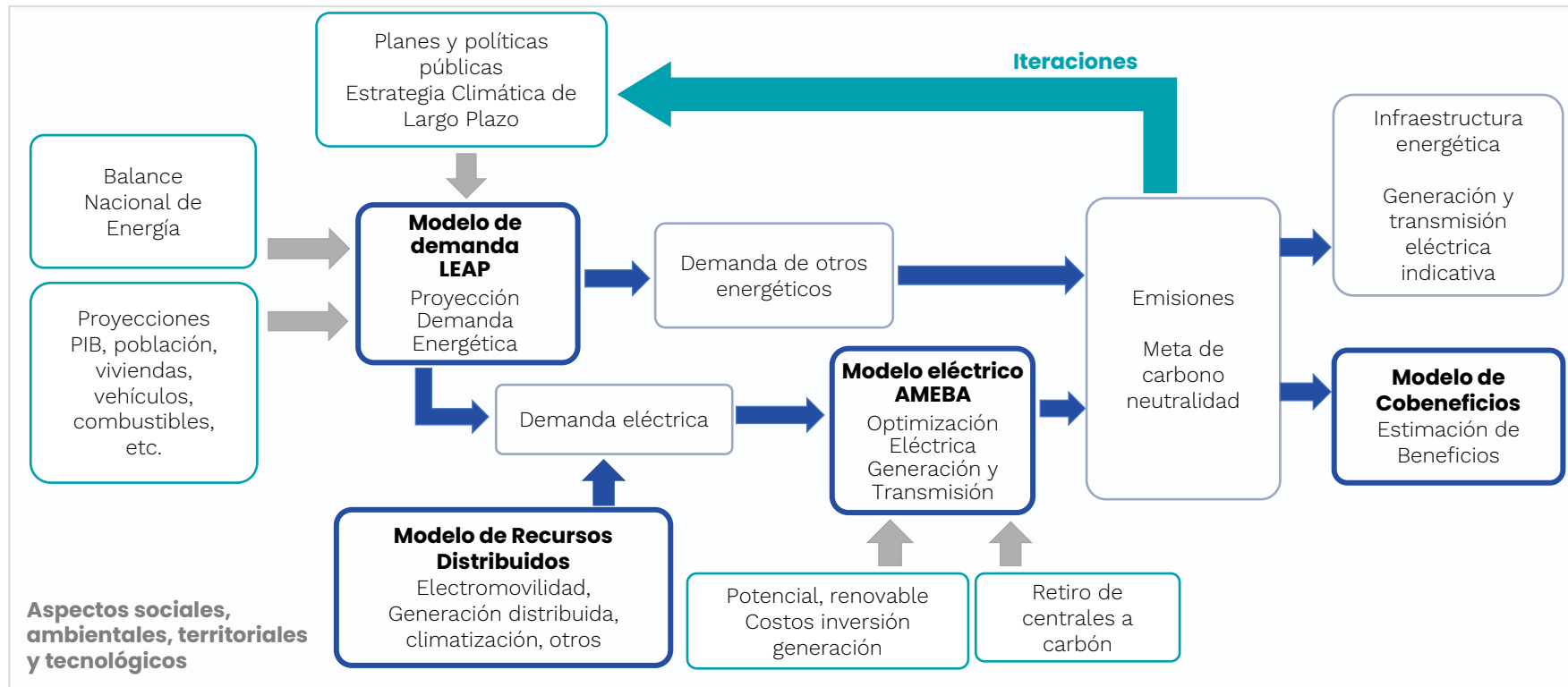
# Transmisión eléctrica modelada

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



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

# 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

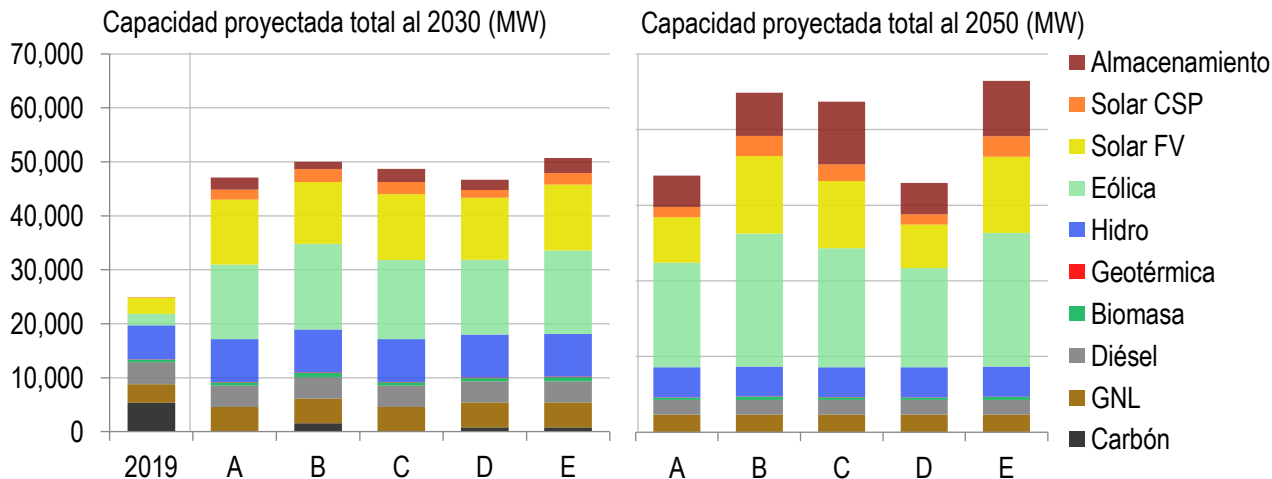
1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
- 4. Proyecciones energéticas**
5. Desafíos operacionales de la red

# Evolución de la capacidad instalada por escenario

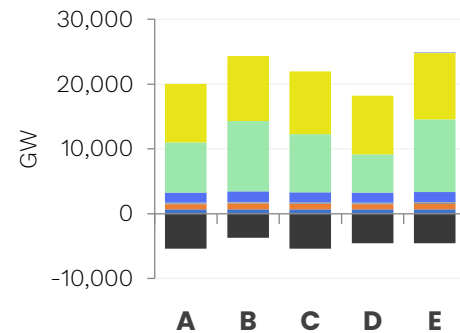
En las figuras se presenta la evolución proyectada de la capacidad instalada del parque generador eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, para cada uno de los cinco escenarios energéticos.

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.

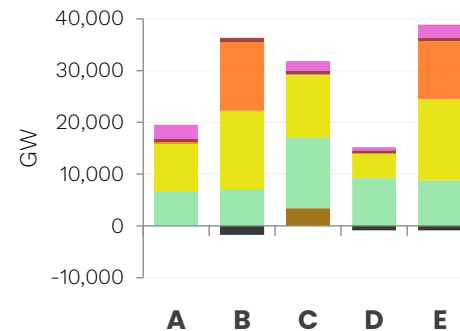
En la segunda mitad del periodo, comienzan a incorporarse tecnologías renovables que complementen la gestión de las energías renovables variables: almacenamiento y concentración solar de potencia. Sin perjuicio de lo anterior, proyecciones recientes en el marco del proceso PELP 2023-2027 dan cuenta de una necesidad anticipada de estas tecnologías, hacia fines de la presente década.



**Capacidad adicional 2021-2030**



**Capacidad adicional 2031-2050**



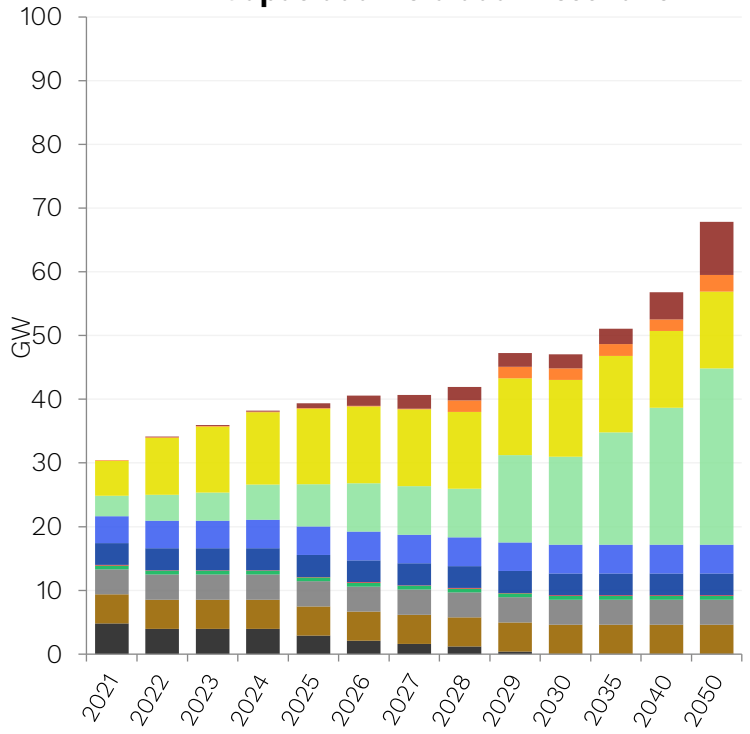
# Proyección de capacidad y generación eléctrica

# 91%

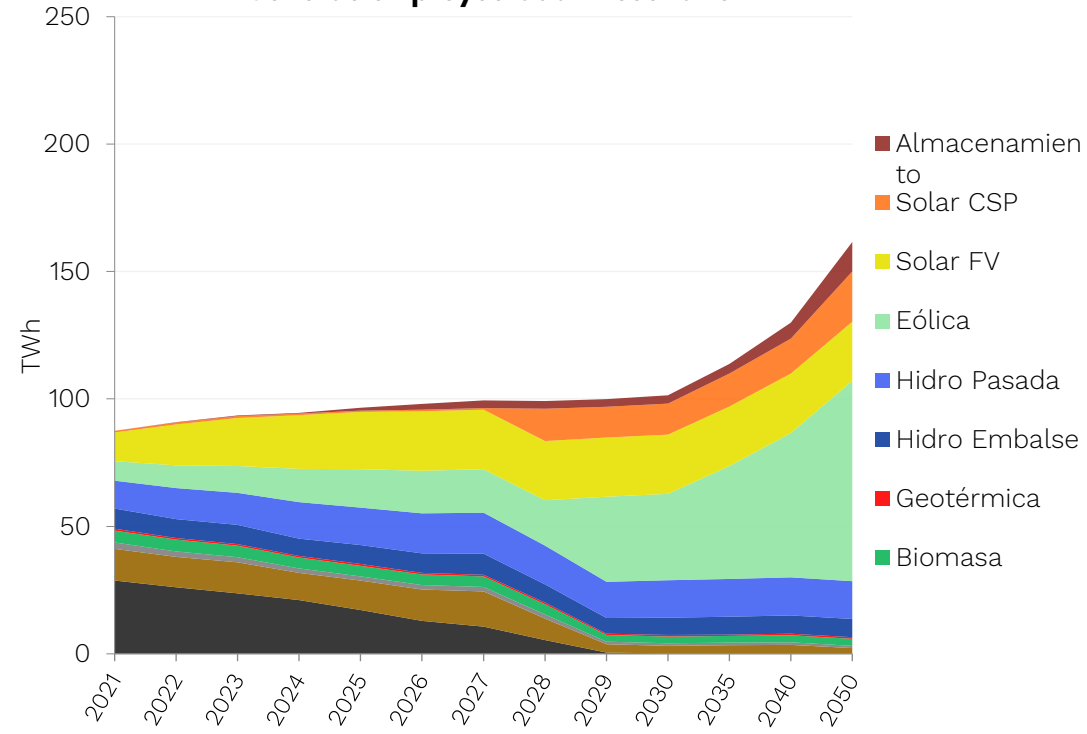
generación con energías renovables en 2050

## Escenario A

### Capacidad instalada - Escenario A



### Generación proyectada - Escenario A



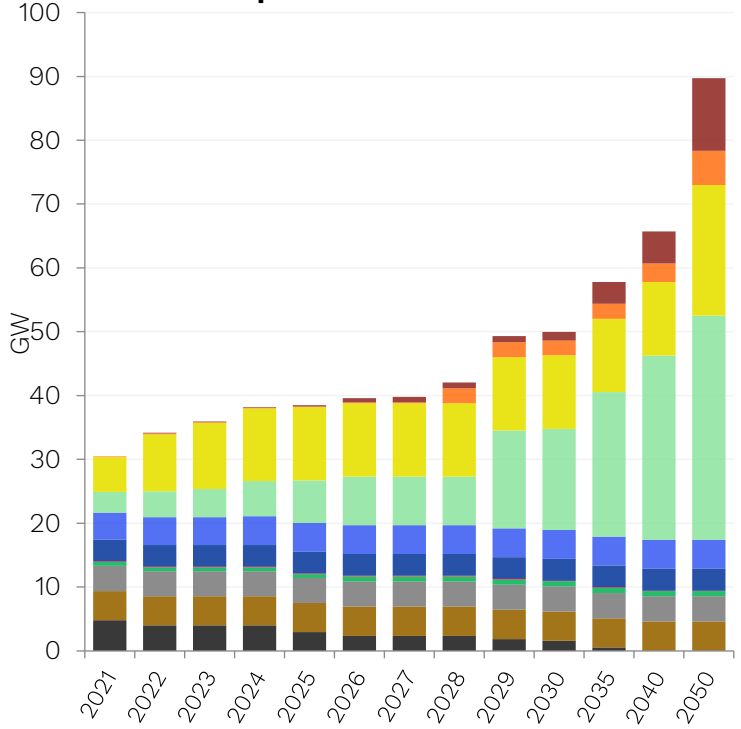
# Proyección de capacidad y generación eléctrica

# 91%

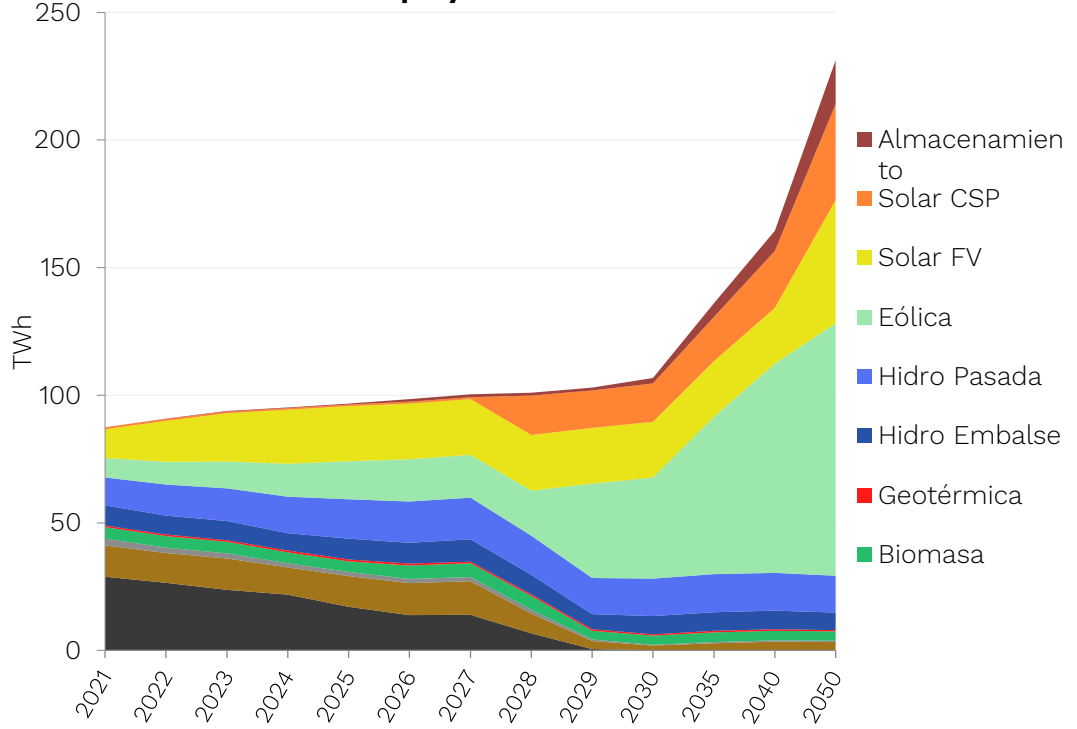
generación con energías renovables en 2050

## Escenario B

### Capacidad instalada - Escenario B



### Generación proyectada - Escenario B



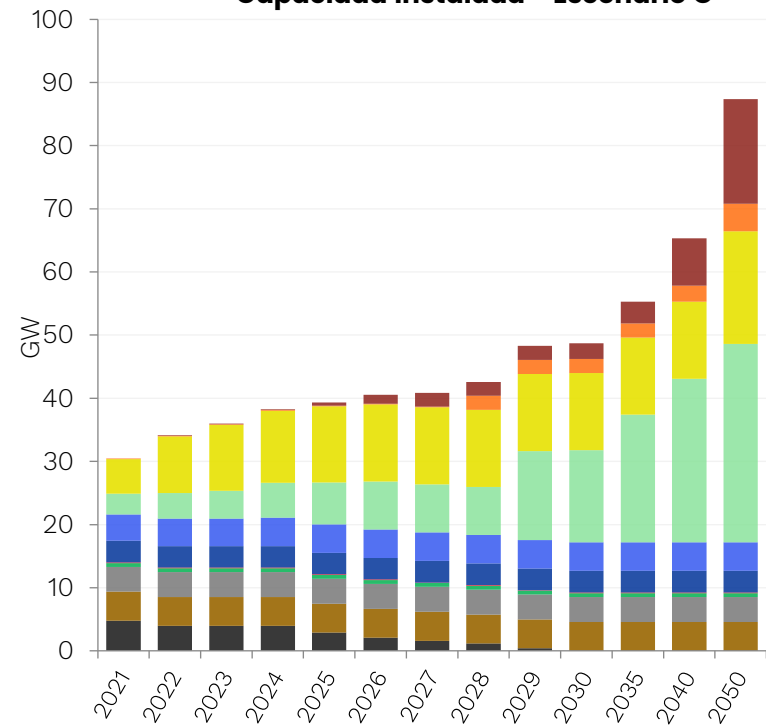
# Proyección de capacidad y generación eléctrica

# 90%

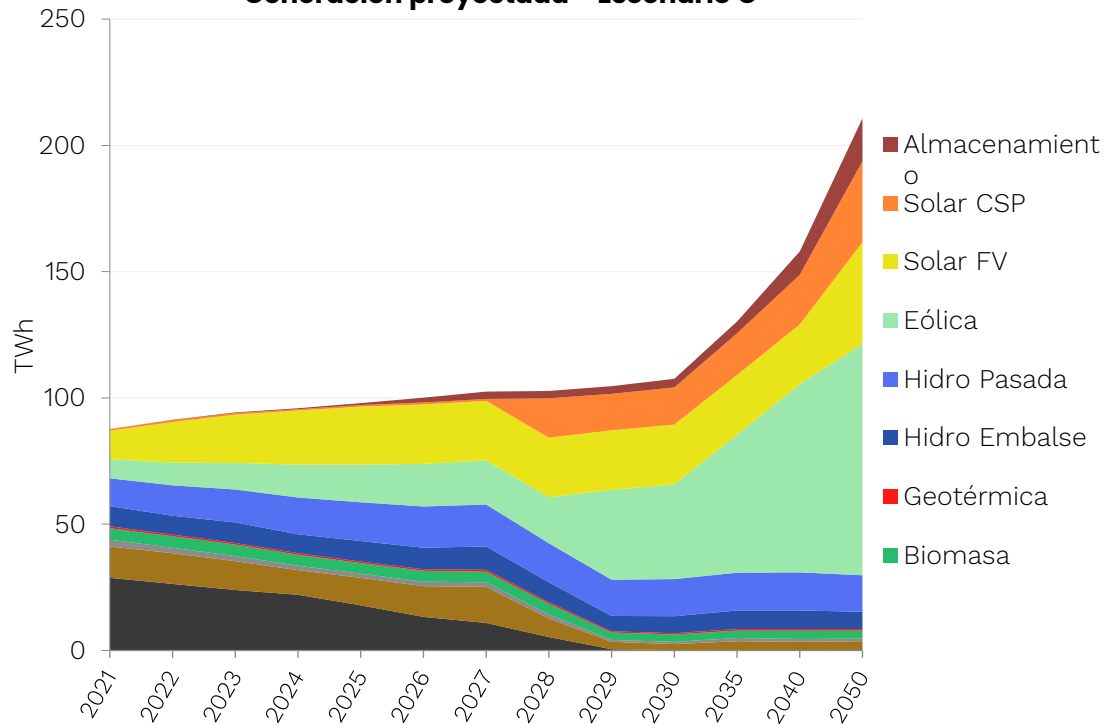
generación con energías renovables en 2050

## Escenario C

### Capacidad instalada - Escenario C



### Generación proyectada - Escenario C



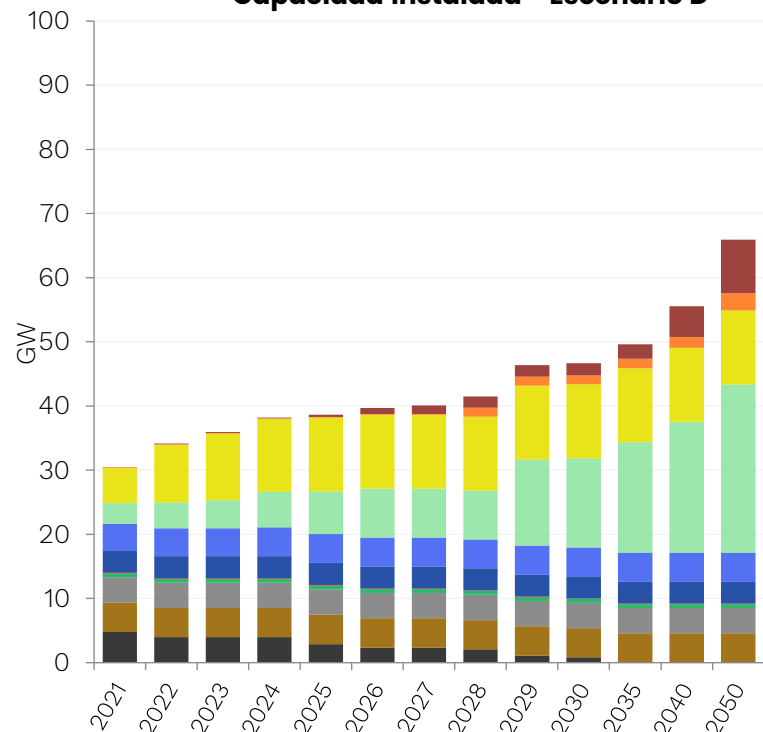
# Proyección de capacidad y generación eléctrica

# 90%

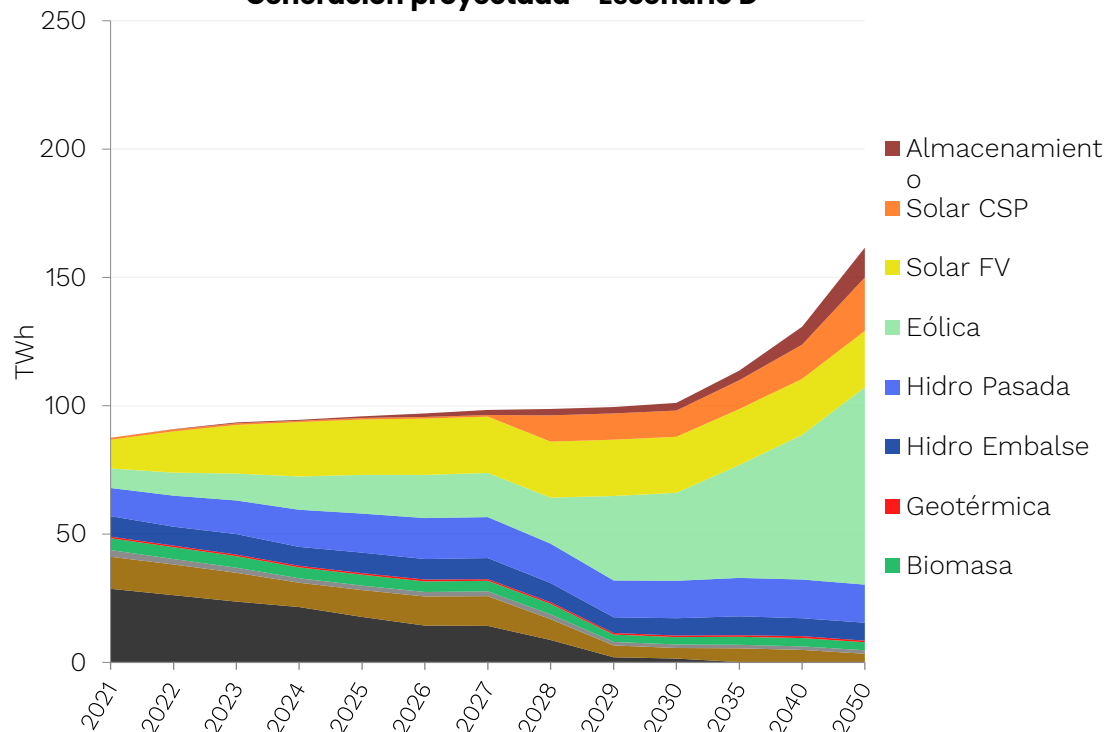
generación con energías renovables en 2050

## Escenario D

### Capacidad instalada - Escenario D



### Generación proyectada - Escenario D



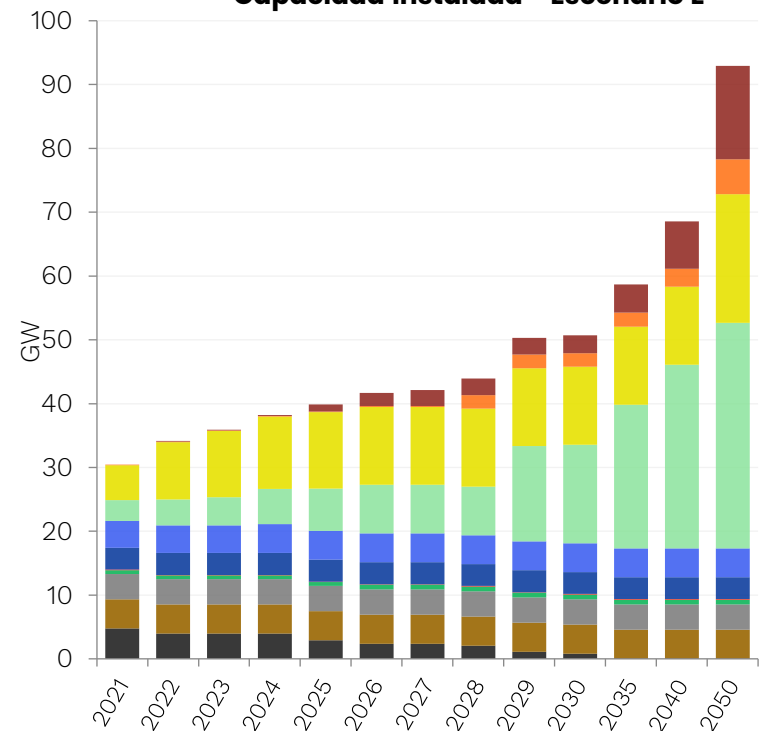
# Proyección de capacidad y generación eléctrica

# 91%

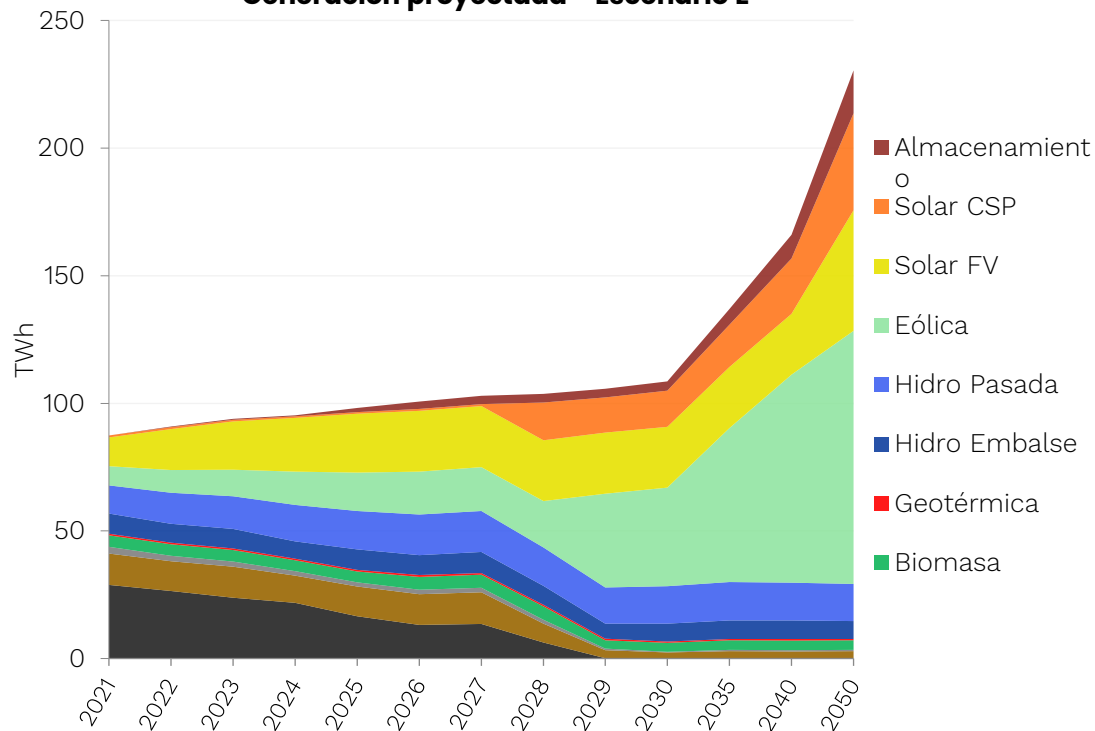
generación con energías renovables en 2050

## Escenario E

### Capacidad instalada - Escenario E



### Generación proyectada - Escenario E



# Expansión referencial de la transmisión al 2030

Concretar proyectos de transmisión eléctrica requiere de importantes tiempos de planificación, tramitación y construcción. Por ello, es necesario incorporar en los modelos de planificación estas condiciones de borde en la materialización de infraestructura eléctrica.

Sin perjuicio de lo anterior, siempre es importante dimensionar los requerimientos de infraestructura en el sistema eléctrico si es que no existieran estas condicionantes, pues establecen la urgencia en la recomendación de obras estructurales y/o obras complementarias de optimización y refuerzo, tales como: almacenamiento para transmisión, automatismos, cambios de conductores, entre otros.

## Comparación entre limitar y no la expansión de transmisión en la década 2022–2030

A efectos de visualizar los requerimientos de transmisión del sistema versus la posibilidad de materialización de los mismos, en la siguiente tabla se presentan los tramos que requieren / requerirán de manera más urgente una mayor capacidad de transferencia, comparando una situación con transmisión limitada en su materialización con una situación ideal en que se puede contar con más capacidad rápidamente.

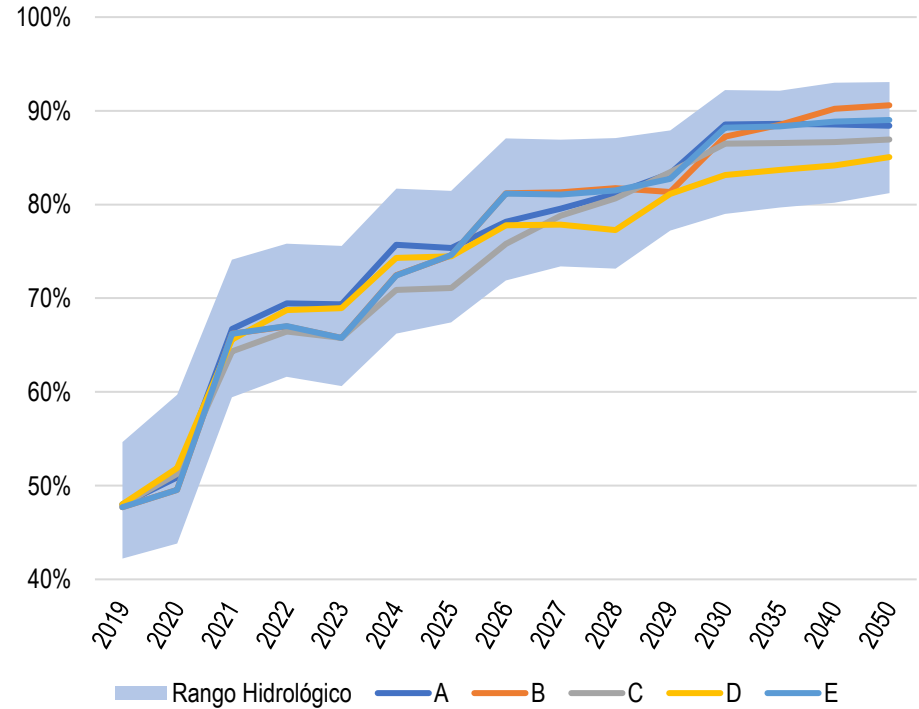
El caso sin limitaciones de expansión da cuenta de la necesidad de expandir en el corto y mediano plazo el corredor entre las subestaciones Cumbre y Polpaico, a la espera de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, y como complemento a la misma una vez construida. Ello evitaría vertimientos de energías renovables progresivos.

Los incrementos de capacidad indicados en la tabla se pueden llevar a cabo mediante soluciones de optimización y refuerzo, vía almacenamiento de corta duración y/o automatismos.

Finalmente, se sugiere revisar los aspectos metodológicos en la evaluación de obras de transmisión, incorporando aspectos hasta ahora no cuantificados y que se mencionan en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tramo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AltoJahuel500_Ancoa500	-568	-596	4	-29	-33	59	27
Cumbre500_NuevaCardones500	-1,174	-1,776	-1,269	-1,269	-1,269	-1,269	-1,268
NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	-1,159	-1,622	-1,228	-1,243	-1,243	-1,243	-1,243
NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	-1,248	-1,711	-1,228	-1,228	-1,228	-1,228	-1,228
NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	-1,250	-1,714	-1,228	-1,269	-1,269	-1,269	-1,269
Parinas500_Cumbre500	-673	-1,040	-1,144	-1,144	-1,144	-1,144	-359

# Participación renovable en la generación eléctrica



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 2021 de BloombergNEF: <https://global-climatescope.org/results>

## De regreso a nuestra vocación renovable

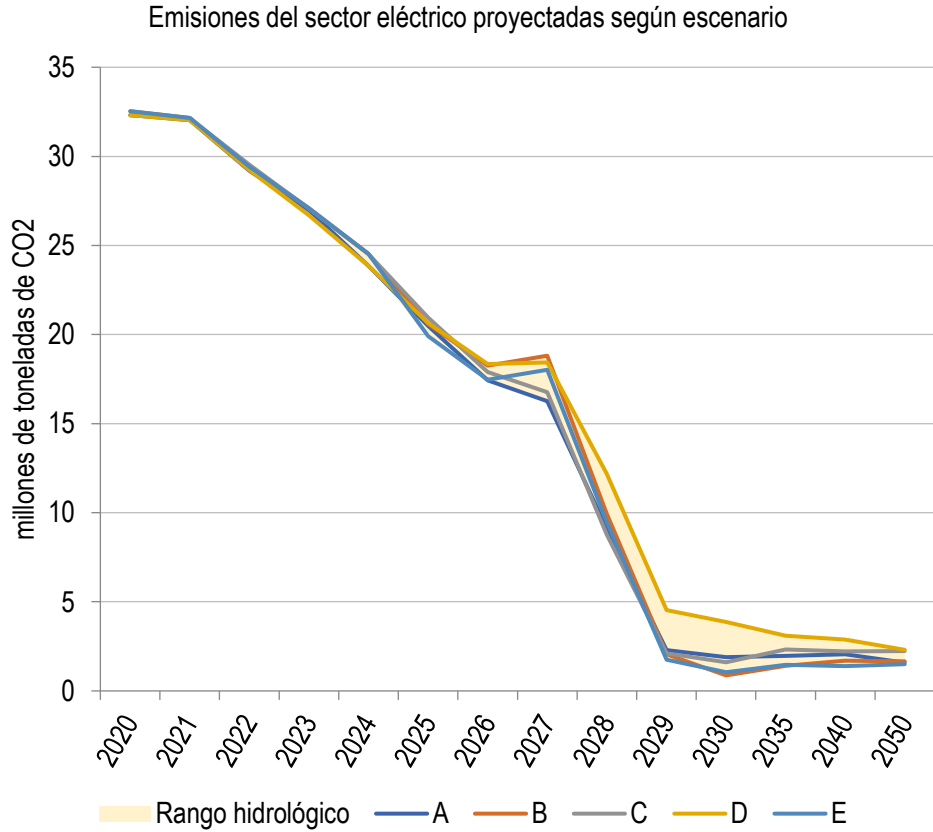
Hace varias décadas atrás, Chile contaba con una producción de generación eléctrica altamente renovable, impulsada principalmente por las tecnologías hidroeléctricas. En las últimas décadas fue necesario incorporar generación termoeléctrica para hacer frente a los diversos desafíos energéticos del país; 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 en 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 80% de la generación será renovable.
- Al 2040, más de un 85% de la generación será renovable.
- Al 2050, más de un 90% de la generación será renovable.

# Emisiones proyectadas del sector eléctrico



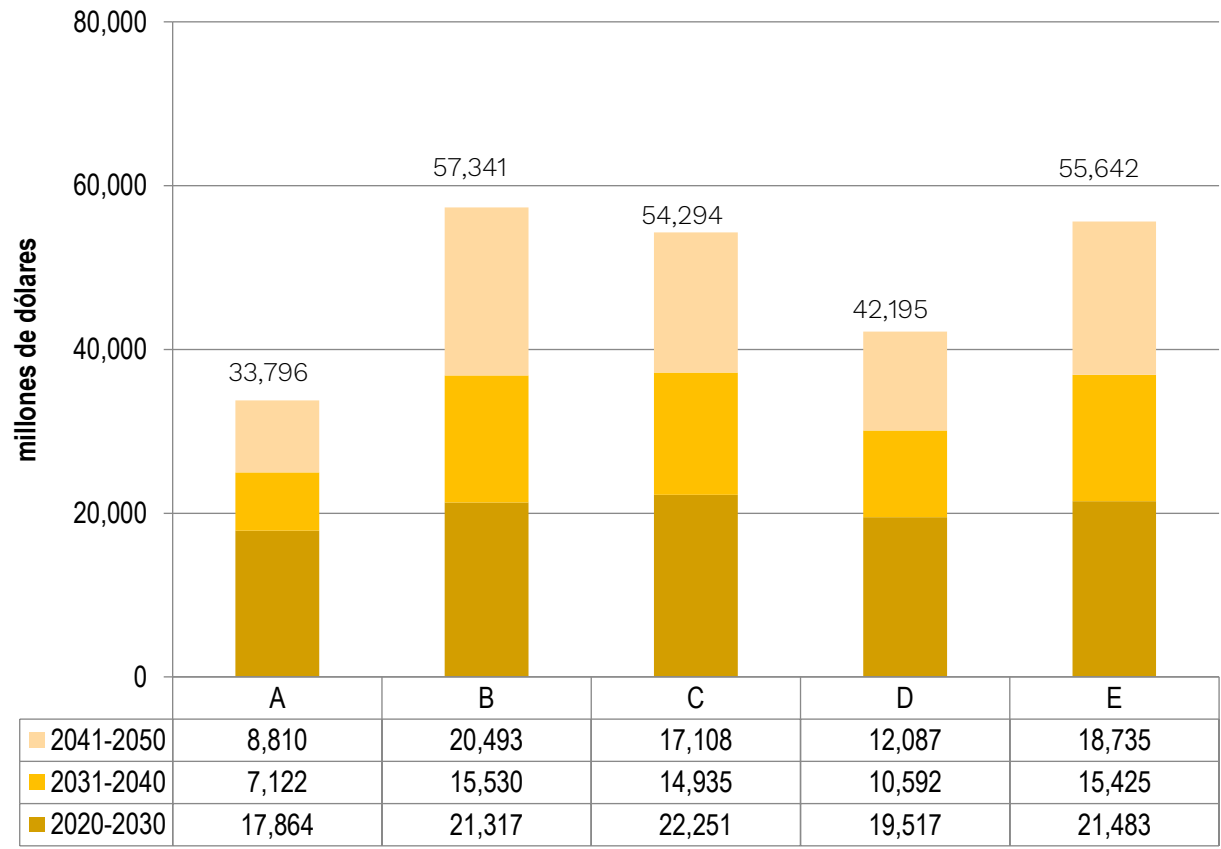
## Una matriz eléctrica que se limpia

Las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector eléctrico presentan una tendencia a la baja entre 2020 y 2030. 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 2027 es similar entre los escenarios. Luego comienzan a surgir ciertas diferencias a contar del 2028 hasta el 2050, no obstante el comportamiento a la baja es similar en los distintos escenarios, esto se debe principalmente al hecho de que solo se considera una hidrología.

Finalmente, el escenario D a contar del 2028 es el que contiene emisiones de CO2 mayores en comparación con los otros escenarios.

# Inversiones en proyectos de generación eléctrica



Periodo 2020 a 2030  
Incluye proyectos en construcción y decretados

**21.500**  
millones de dólares

**15.500**  
millones de dólares

Periodo 2030-2040  
Proyectos nuevos de generación y almacenamiento

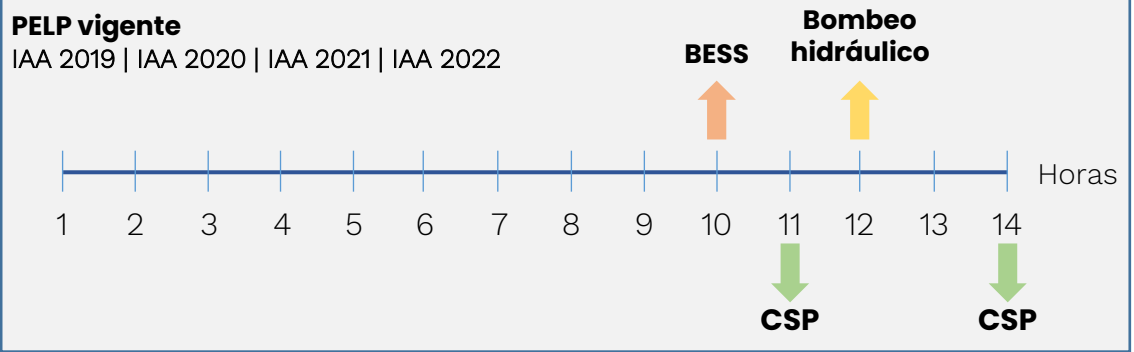
Periodo 2040 a 2050  
Proyectos nuevos de generación y almacenamiento

**20.500**  
millones de dólares

# Índice

1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
- 5. Desafíos operacionales de la red**

# Modelación de almacenamiento y generación gestionable



PELP: Planificación Energética de Largo Plazo

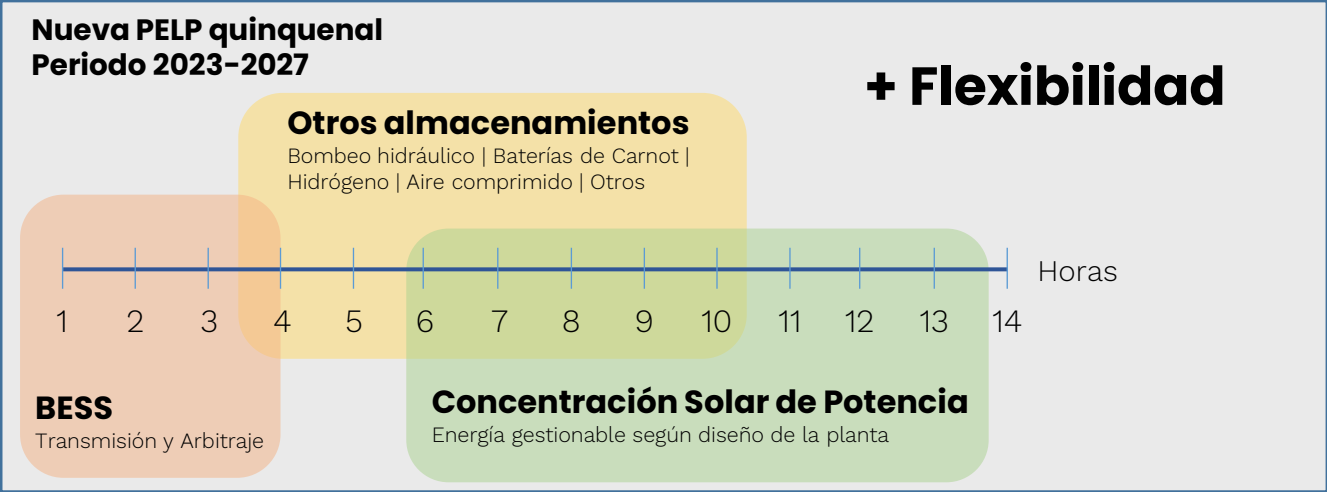
BESS: Battery Energy Storage System

CSP: Concentración Solar de Potencia

## Proyectando un sistema eléctrico renovable y flexible

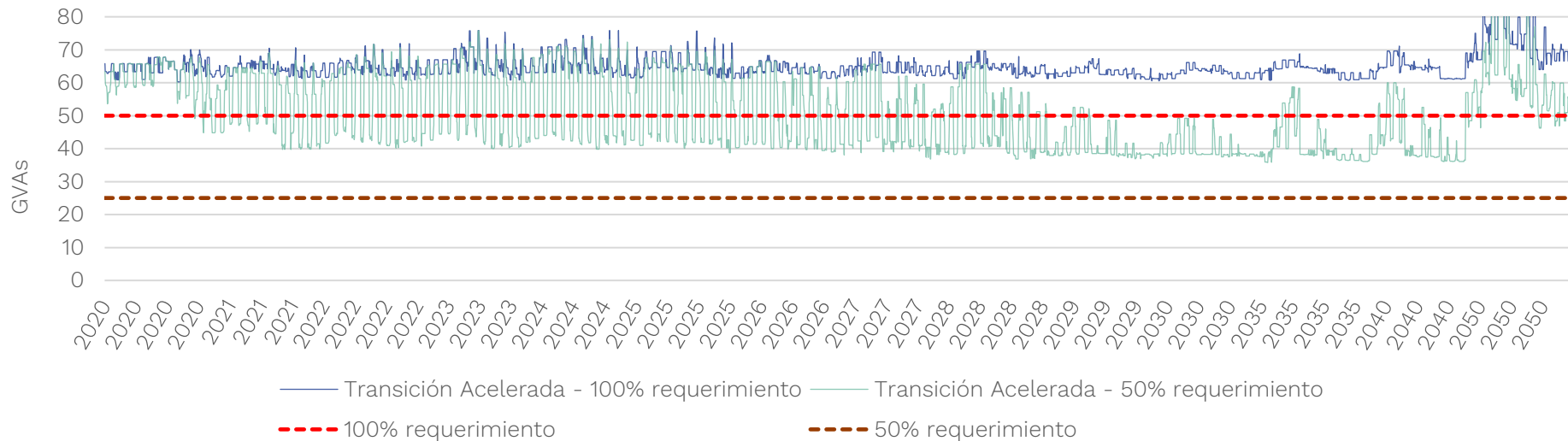
Para mejorar las proyecciones energéticas al largo plazo, considerando altos niveles de inserción de fuentes de generación renovable variable, es relevante considerar las condiciones de seguridad de la red.

Por ello, las proyecciones en el marco del proceso PELP 2023-2027 han modelado 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 claras señales de inversión en el país y sentar las bases de la modernización del sector eléctrico, en particular, su operación.



# Proyección de los cumplimientos de inercia

Requerimiento y proyección de inercia



## Desafíos de la operación del sistema eléctrico

La entrada masiva de energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica), sumado al retiro progresivo y cada vez más rápido de las centrales a carbón, además de la menor disponibilidad hidroeléctrica por la escasez hídrica, suponen grandes desafíos en la operación del sistema eléctrica en términos de mantener la estabilidad y seguridad del mismo, utilizando nuevas tecnologías coherentes con el largo plazo.

Se requerirá la adopción de nuevas tecnologías, como almacenamiento, aporte a través de inversores en base a electrónica de potencia, condensadores sincrónicos, etc., lo que debe atenderse con la urgencia que merece esta solución habilitadora hacia un desarrollo carbono neutral. Digitalización, proyectos piloto, alianzas entre organismos, serán clave en los próximos años.



INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2022

# Planificación Energética de Largo Plazo

División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales  
**Ministerio de Energía**

**Sitio web:** [pelp.minenergia.cl](http://pelp.minenergia.cl)  
**Contacto:** [pelp@minenergia.cl](mailto:pelp@minenergia.cl)

**Junio 2022**