



PELIP

The title "PELIP" is rendered in large, bold, white letters. The letter 'E' is a dark blue color. The letters are surrounded by various energy-related icons: a sun, a wind turbine, a battery, a house, a car, and a forest.

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando juntos el futuro energético de Chile

INFORME PRELIMINAR

Versión para observaciones del Registro de Participación Ciudadana

30 de agosto de 2021

Índice

Transición Energética en Chile	4
Capítulo 1 Institucionalidad sólida y enfoque de Estado	5
Capítulo 2 Democratizando la planificación energética	15
Capítulo 3 Nuevos escenarios energéticos	30
Capítulo 4 Proyectando los requerimientos de energía en el país	49
Capítulo 5 El futuro de la red eléctrica	96
Capítulo 6 Polos para un desarrollo sustentable	161
Capítulo 7 Tecnologías al servicio de la sociedad	181

Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)

Periodo 2023-2027

Publicado por el Ministerio de Energía, Gobierno de Chile
Alameda 1449, Edificio Santiago Downtown II, Piso 13
Santiago de Chile
Agosto, 2021



Agradecimientos públicos

El Ministerio de Energía agradece el apoyo constante del Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la agencia alemana GIZ, lo que ha posibilitado dotar de mayor robustez el proceso PELP, en torno a temas fundamentales como el retiro de carbón de la matriz eléctrica, la evaluación de alternativas tecnológicas para la transición energética, apoyo al proceso participativo PELP que realizaron junto con la consultora Gestión Social. Además, se agradece al Energy Partnership Chile-Alemania por su apoyo en la temática de polos de desarrollo.

Se agradece también el trabajo conjunto con la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador Eléctrico Nacional, y los organismos sectoriales que participaron en distintas instancias del proceso.

Finalmente, los autores agradecen el apoyo del Grupo Técnico de Acompañamiento, compuesto por 21 personas de vasta experiencia en academia, investigación y consultoría.

Equipo principal del Ministerio de Energía

Dirección, coordinación y edición general:
Carlos Barría – Alex Santander

Participación ciudadana:
Ángel Caviedes – Carla Coronado – Cecilia Dastres – Bárbara Eguiguren – Fanny Gallegos – Catalina Ibáñez – Matilde Spoerer – Victoria Ulloa

Escenarios y proyecciones energéticas:
María José García – Rubén Guzmán – Carlos Mancilla

Proyecciones y tecnologías en el sector eléctrico:
Ángel Caviedes – Carlos Mancilla – Alex Santander – Carlos Suazo – Carlos Toro – Felipe Verástegui – Lucas Maulén (Apoyo PUC)

Potenciales de energías renovables:
Montserrat García – Hernán Sepúlveda – Diego Valdivia – Camila Vásquez

Polos de desarrollo y análisis territorial:
Edith Gutiérrez – Lida Gutiérrez – Javier Obach – Claudia Rodríguez – Alex Santander

Tecnologías y plataforma web:
Ángel Caviedes – Carlos Toro

Este documento corresponde al Informe Preliminar de la PELP 2023-2027, definido en el artículo 84° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en versión para revisión del Registro de Participación Ciudadana PELP.

Los contenidos de este informe pueden ser reproducidos en cualquier medio citando la fuente.

Transición Energética en Chile

Chile, y el mundo en general, están experimentando una transformación energética de grandes proporciones, que permitirá sentar las bases de un futuro sustentable para la sociedad. Estos cambios han comenzado a gestarse con una fuerza y velocidad sin precedentes, lo que nos desafía constantemente en adaptar la regulación con tal de habilitar condiciones propicias para el desarrollo de un sector clave para el país.

La Planificación Energética de Largo Plazo permite proyectar el sector energético, visualizando el efecto conjunto de las distintas medidas, metas, acciones y políticas públicas. Su principal objetivo es ser el insumo principal que orienta la expansión de la transmisión que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía, estableciendo el futuro de la generación y almacenamiento eléctrico que debe considerarse para efectos de evaluar la expansión de los sistemas de transmisión.

Para identificar la infraestructura de transmisión requerida por el país, es necesario comenzar con un entendimiento cabal del sector energético en su conjunto. Por ello, esta planificación fue desarrollada mediante un viaje que conecta escenarios energéticos, requerimientos de energía, oferta energética, necesidades de infraestructura y modernización del sector.

Hoy contamos con nuevos escenarios energéticos contruidos con una impronta participativa e iniciaremos el proceso de polos de desarrollo en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, para permitir una conexión más eficiente de los proyectos renovables que se promoverán en esa zona.

Muchos son los desafíos en el camino hacia un desarrollo energético sustentable, identificándose como prioritarios los siguientes:

1. Avanzar con condiciones que permitan electrificar consumos de forma eficiente, como, por ejemplo, el acondicionamiento térmico de viviendas.
2. Establecer la eficiencia energética como eje fundamental del desarrollo energético, principalmente en aquellos usos de energía que utilizan fuentes contaminantes.
3. Promover con urgencia obras de optimización y refuerzo de la red eléctrica, a través de tecnología como baterías de corta duración, dispositivos flexibles FACTS y uso de capacidad dinámica de líneas DLR.
4. Definir junto con la Comisión Nacional de Energía un portafolio de obras estructurales de transmisión nacional y zonal para alcanzar la meta de carbono neutralidad antes del año 2050, coherente con el crecimiento de los consumos eléctricos conectados a los sistemas de distribución.
5. Continuar promoviendo la inserción de fuentes renovables a gran escala y a nivel distribuido.
6. Habilitar señales de inversión para incorporar almacenamiento de energía en el sector eléctrico mediante acciones regulatorias, incluyendo la posibilidad de incorporarlo en los sistemas de distribución.
7. Iniciar junto con el Coordinador Eléctrico un proceso continuo de implementación tecnológica de vanguardia, con foco en la provisión de seguridad por parte de convertidores de electrónica de potencia, a través de digitalización y automatización de la operación del sistema eléctrico, y reconversión de centrales a carbón a condensadores sincrónicos, baterías de Carnot y combustibles menos contaminantes, incluyendo proyectos piloto que materialicen el camino de la adaptación tecnológica.
8. Promover el uso de climatización eléctrica y electromovilidad para disminuir emisiones globales y locales, acompañado de una efectiva gestión de la demanda.
9. Considerar para efectos de planificar el futuro del sector eléctrico, una condición hidrológica extremadamente seca por efecto del cambio climático, relevando el rol del gas natural como combustible de transición.
10. Una transición energética robusta debe contar con un sistema eléctrico confiable y resiliente, que incluya un énfasis en eventos de alto impacto y baja probabilidad, para identificar soluciones de inversión y operación que mejoren el desempeño y la capacidad de respuesta, logrando fortalecer la calidad del suministro energético del país.

1. Planificación energética

Institucionalidad sólida y enfoque de Estado

1.1. Marco regulatorio



Infografía
"Qué es la PELP"
PELP 2023-2027



Ley General de
Servicios Eléctricos

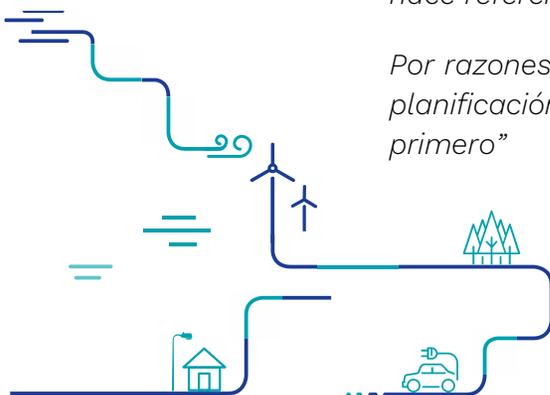
La Planificación Energética de Largo Plazo (o también conocida como PELP, por sus siglas), es un proceso establecido entre los artículos 83° a 86° de la Ley General de Servicios Eléctricos y regulado en el Decreto N°134, de octubre 2016, que aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo. Tiene por objetivo proyectar la demanda y oferta energética del país para distintos escenarios futuros, en un horizonte de al menos 30 años, de forma que sean considerados en el proceso de planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía. El proceso debe realizarse considerando una participación ciudadana amplia y efectiva.

El presente documento corresponde al Informe Preliminar del nuevo proceso quinquenal PELP 2023-2027. En particular, el artículo 83° de la Ley indica:

“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 energética 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 medio 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 los 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 86°.

Por razones fundadas el Ministerio de Energía podrá desarrollar el proceso de planificación energética antes del vencimiento del plazo señalado en el inciso primero”



Por su parte, el artículo 84° de la Ley indica:

“Al menos veinticuatro meses antes del vencimiento del plazo del decreto que fije la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá dar inicio al proceso. Dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso señalado precedentemente, el Ministerio deberá emitir un informe preliminar de planificación energética...”

Finalmente, dentro del desarrollo de la PELP, el Ministerio de Energía deberá identificar y definir provincias del país como polos de desarrollo de generación eléctrica, a las cuales se les debe aplicar una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE). En definitiva, los polos de desarrollo corresponden a un segmento de la transmisión eléctrica, definidos en el artículo 85° de la Ley en comento como:

“Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial.”

De esta forma, con fecha 29 de diciembre de 2020, mediante la Resolución Exenta N°31/2020 se dio inicio al segundo proceso de planificación energética de largo plazo para el periodo 2023-2027.

1.2. Visión, proyección e infraestructura

Los procesos quinquenales de la PELP tienen tres grandes entregables:

1. *Definición de nuevos escenarios energéticos de largo plazo.*
En esta oportunidad, se han definido de manera conjunta tres escenarios energéticos.
2. *Proyecciones de oferta y demanda energética.*
Tomando como base los escenarios energéticos, se realiza la identificación y proyección de las necesidades energéticas por parte de la sociedad en su conjunto, junto con la respectiva oferta energética.



3. *Polos de desarrollo de generación eléctrica.*

Corresponden a zonas territorialmente idóneas para el desarrollo sustentable de energías renovables, en las cuales podrían recomendarse soluciones de transmisión para recoger dicha energía.



Información procesos y actualizaciones anuales PELP



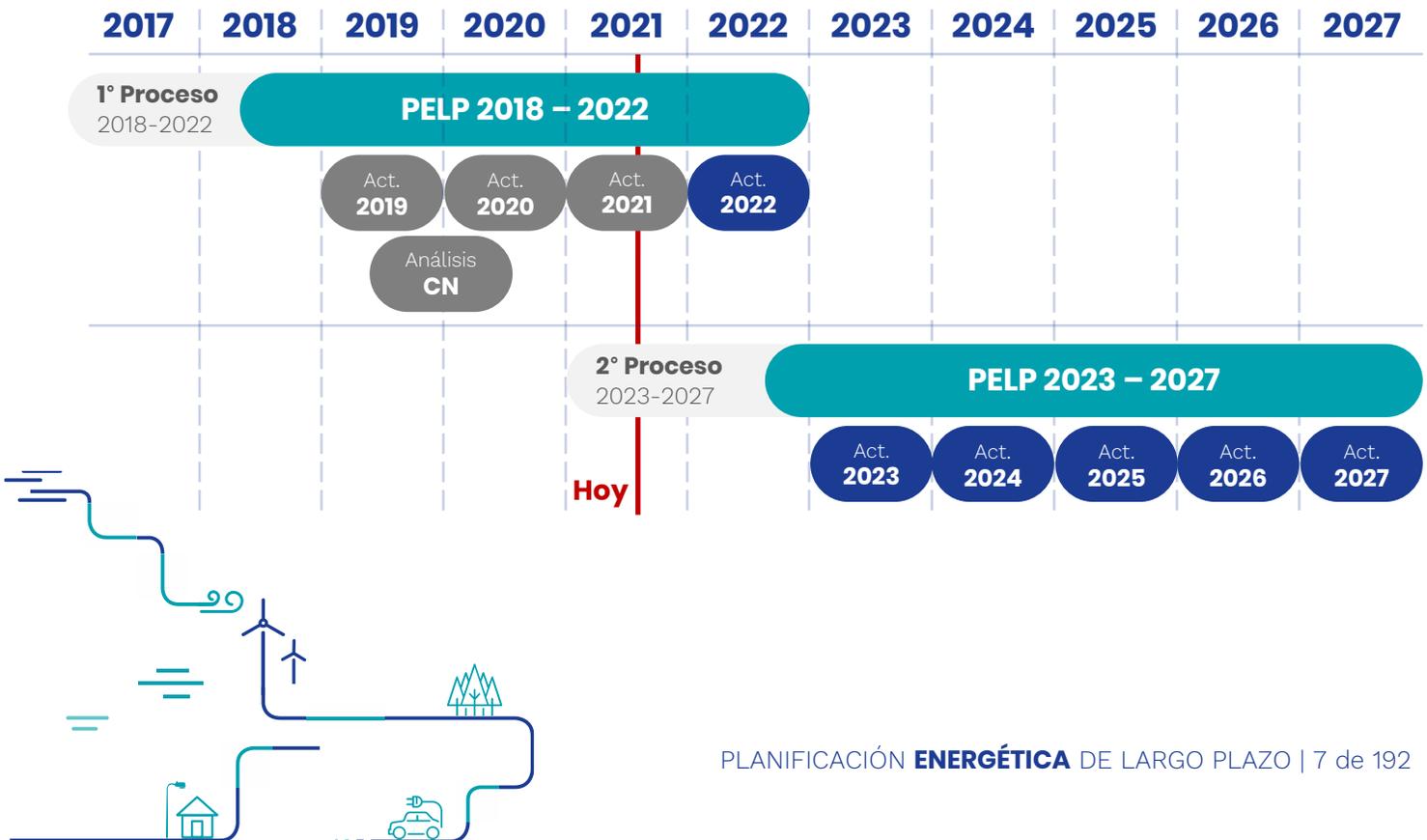
Informe Plan Carbono Neutralidad en Energía PELP

1.3. Un proceso continuo

Cada cinco años se debe actualizar el proceso PELP que define escenarios energéticos y polos de desarrollo. Además, anualmente se actualizan las proyecciones de demanda y oferta energética considerando actualizaciones de las proyecciones de demanda y variables macroeconómicas, costos y desarrollo de nuevas tecnologías, y otros de diversa naturaleza.

En el diagrama se presenta la evolución histórica y proyectada del proceso PELP, desde el primer proceso quinquenal PELP 2018-2022, hasta la finalización del nuevo proceso quinquenal PELP 2023-2027.

La continuidad de este proceso permite ir dotándolo de sustanciales mejoras a lo largo del tiempo. Tal como lo indica la Ley General de Servicios Eléctricos, el próximo proceso quinquenal PELP 2028-2032 se debería iniciar a más tardar a fines del año 2025.



1.4. Planificando la transición energética

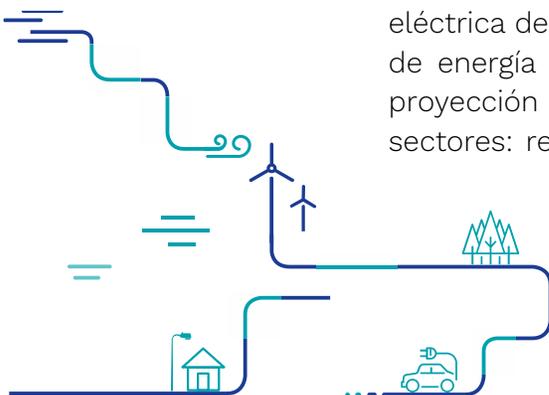
El proceso de planificación energética tiene una importancia fundamental en la proyección energética del país. Por ello:

- a) define distintos caminos posibles para el desarrollo del sector,
- b) proyecta el futuro del consumo y la oferta energética requerida por la sociedad,
- c) identifica la posible existencia de territorios propicios para el desarrollo de proyectos de energías renovables que permitan un futuro energético sustentable,
- d) entrega información relevante para la toma de decisiones de política pública y regulación,
- e) orienta, por mandato legal, el desarrollo de la transmisión eléctrica del país,
- f) evalúa las oportunidades de integración energética con otros países,
- g) identifica las oportunidades de innovación y adopción tecnológica requeridas para un desarrollo sostenible,
- h) contempla participación ciudadana amplia y efectiva, que permite construir conjuntamente la proyección energética del país y legitimar la mirada de largo plazo en materia energética,
- i) provee un mapeo de los pasos necesarios para el desarrollo del sector energético a mediano y largo plazo, permitiendo establecer prioridades en las acciones de política pública.

1.5. Incidencia del proceso

Las proyecciones de demanda y oferta energética para cada uno de los escenarios energéticos de largo plazo orientan y afectan de manera directa la expansión de los sistemas de transmisión del país.

Para efectos de cumplir con este mandato legal, la proyección de la demanda eléctrica debe llevarse a cabo con un entendimiento cabal de las necesidades de energía total del país. Por ello, la planificación energética parte de una proyección de las necesidades de energía de la sociedad, en los distintos sectores: residencial, comercial, público, transporte, industria y minería. Una



vez que se identifican los consumos actuales, con base en el Balance Nacional de Energía que lleva a cabo el Ministerio de Energía, éstos se proyectan en el largo plazo, con lo cual es posible identificar la oferta energética que permite abastecer dichas necesidades en los distintos sectores: energía eléctrica, combustibles, entre otros.

Con la irrupción de nuevos consumos energéticos que son y serán provistos por energía eléctrica, tales como electromovilidad, climatización eléctrica, producción de hidrógeno verde, entre otros, la planificación energética se enfoca ahora en la totalidad de usos energéticos del país. En este sentido, se proyectan importantes cambios en el tipo de energético que abastecerá a los distintos usos de energía, con una fuerte predominancia de las energías limpias en la oferta energética, de la mano de mayor electrificación directa e indirecta, por ejemplo, el hidrógeno verde.

De esta manera, el proceso PELP debe velar para que todas las necesidades energéticas actuales y futuras de la sociedad sean satisfechas de la mejor manera posible. Así, puede establecer límites, condiciones y recomendaciones, de tal manera que la infraestructura energética, y en particular la eléctrica, se desarrolle de una manera sustentable, con foco en aspectos sociales, ambientales, territoriales, económicos y tecnológicos.

La PELP es un instrumento de política pública que orienta a la sociedad para promover una expansión sustentable y eficiente del sector, identificando aquellas inversiones y tecnologías clave para la transición energética de Chile: *la energía al servicio de un desarrollo sustentable para el país.*

1.6. Recordando el viaje de la PELP

En esta sección se presenta de manera resumida cómo se conectan los distintos pasos de la PELP, comenzando con los escenarios energéticos de largo plazo y culminando con el impacto y los requerimientos de infraestructura para poder materializar la visión energética.

Escenarios energéticos

Toda planificación de largo plazo comienza con una visión, una ruta posible, la construcción conjunta de un relato coherente que dibuje los futuros posibles.



En este proceso PELP 2023-2027, se han definido y construido tres nuevos escenarios energéticos de largo plazo de manera conjunta y participativa. Estos escenarios serán las rutas posibles que guiarán la proyección energética en el corto, mediano y largo plazo.

Para ello, se consideraron distintos insumos, provenientes de la ciudadanía, de las regiones, de compromisos climáticos y ambientales a nivel país, de distintas estrategias y planes sectoriales, y -por supuesto- de la Política Energética Nacional.

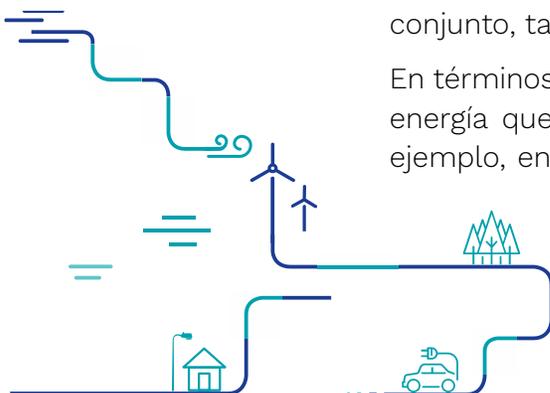


Además, un importante insumo es la identificación de los potenciales renovables en nuestro territorio, en el entendido que las energías renovables son clave en la transición energética, y -por ende- en el proceso planificación energética, y sus respectivas proyecciones de oferta energética.

Necesidades energéticas

Una vez definidos los escenarios energéticos, la planificación energética caracteriza y proyecta las necesidades energéticas de la sociedad en su conjunto, tanto para el corto, mediano y largo plazo.

En términos prácticos, la necesidad energética guarda relación con los usos de energía que serán requeridos por los distintos sectores de la sociedad; por ejemplo, en consumos domiciliarios como calefacción, cocina y refrigeración,



lavado y secado de ropa, artefactos electrónicos, etc.; transporte; industria y minería; medidas de eficiencia energética para los distintos sectores (incluyendo medidas de mejoramiento térmico de viviendas); entre muchos otros.

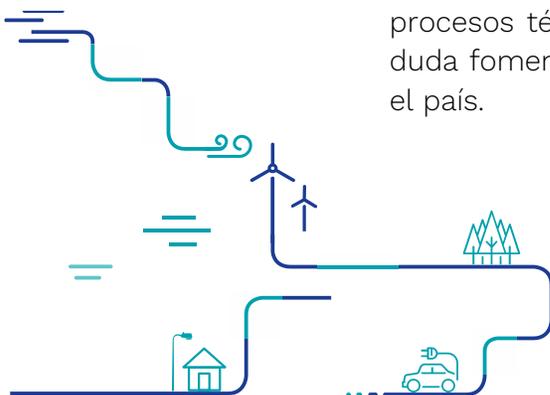
Oferta energética

Una vez identificada la demanda energética que será requerida por la sociedad, la planificación energética identifica y proyecta el abastecimiento de energía necesario para dicha demanda; esto es, la oferta energética requerida para ello, identificando las opciones más eficientes para el suministro, tales como: energía eléctrica, combustibles, leña, pellet, etc.

Para alcanzar los compromisos ambientales y climáticos del país, se debe orientar una transición energética robusta, transformadora y que apunte a disminuir los niveles de contaminación (global y local) y mejorar la calidad de vida de la ciudadanía. La planificación energética fortalece a las energías renovables como la solución a este desafío, por ende, se espera que el nivel de electrificación aumente sustancialmente, toda vez que las energías renovables se hacen cada vez más económicas, así como las tecnologías que permiten utilizarla para distintos fines: electromovilidad, calefacción eléctrica, hidrógeno verde, etc.

Es más, el hidrógeno verde -que tiene el potencial de limpiar la matriz energética en aquellos usos altamente demandantes de energía- será un combustible limpio producido a partir de electricidad, por lo tanto, se define como una solución de electrificación indirecta de algunos usos energéticos. En su cadena de valor, las energías renovables y los sistemas eléctricos asumen un rol fundamental, así como las tecnologías y procesos que acompañan la compresión, almacenamiento, transporte y distribución de dicho energético.

Actualmente, la electricidad sólo contribuye con una fracción de la oferta energética, cercana al 25% del total; no obstante, las proyecciones muestran que la energía eléctrica superará el 50% en el año 2050, de la mano del crecimiento de la demanda eléctrica, los nuevos consumos que se irán electrificando, como transporte eléctrico, calefacción, aire acondicionado, procesos térmicos, entre otros, y la producción de hidrógeno verde, que sin duda fomentará importantes niveles de utilización de energías renovables en el país.



Por ello, para definir la oferta energética idónea para abastecer las necesidades energéticas de la sociedad, la planificación energética considera todos los usos energéticos y toda la oferta energética disponible, para luego definir cuánto de ella será cubierta a través de electricidad. Esto permite al proceso cumplir con uno de sus mandatos legales prioritarios que es orientar la expansión de la transmisión eléctrica a través de la proyección del parque de generación eléctrica futuro, considerando su ubicación territorial, capacidad y tecnología.

Infraestructura energética

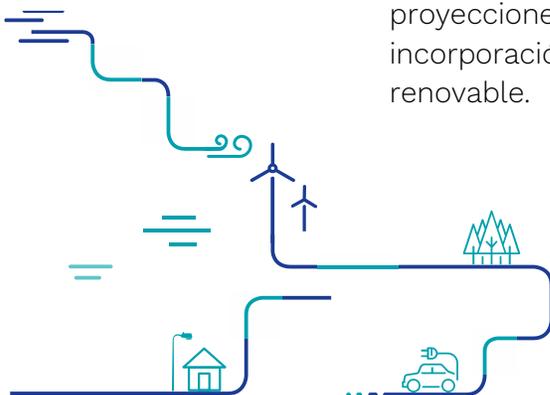
Una vez que se identifican las necesidades de energía de la sociedad y su respectiva provisión, la infraestructura energética cumple un rol fundamental: sistemas de transporte energético, y en particular, la transmisión eléctrica. La planificación identifica da cuenta de las alternativas de infraestructura que permitan el desarrollo sustentable del país de la mejor manera posible.

En este contexto, la PELP proyecta la ubicación propicia e indicativa de los futuros proyectos de generación eléctrica en el territorio, lo que sumado a los requerimientos proyectados de demanda -incluyendo proporción de hidrógeno verde conectada a la red- definirán finalmente la infraestructura eléctrica requerida por cada escenario energético.

Modernización de la red eléctrica

Finalmente, además de la infraestructura eléctrica propiamente tal, se dará cuenta de las alternativas tecnológicas que permiten alcanzar el futuro energético proyectado para cada uno de los escenarios. Opciones tecnológicas que permiten hacer un mejor uso de la infraestructura existente, mediante optimización y refuerzo de instalaciones, así como de expansión de obras requeridas.

También se analizan en alternativas tecnológicas que permitan migrar la operación de la red eléctrica actual, hacia la red eléctrica que se vislumbra al largo plazo. Entendiendo que las decisiones actuales deben habilitar el desarrollo sustentable esperado, y -por supuesto- siendo coherentes con las proyecciones energéticas. Sin duda, esta década estará marcada por la incorporación de tecnologías habilitadoras para un futuro limpio y altamente renovable.



1.7. Una institucionalidad sólida

El nuevo proceso quinquenal PELP 2023-2027 ha tenido como elemento clave ampliar la legitimidad y participación general. Por ello, se ha establecido una institucionalidad operativa que permite establecer una integración entre el Registro de Participación Ciudadana, un Equipo Núcleo Eléctrico, un Grupo Técnico de Acompañamiento y Organismos Sectoriales.

De esta manera, la planificación energética se construye con la mirada y aportes de la sociedad (ciudadanía y organizaciones privadas), de instituciones clave en el funcionamiento del sector energético, de personas que representan el ámbito científico tan necesario hoy en día para la toma de decisiones, y de organismos sectoriales que inciden o se ven afectados por el desarrollo energético.

Planificación Energética de Largo Plazo

Ministerio de Energía

Registro de Participación Ciudadana

- Personas
- Organizaciones

*Inscripción abierta y voluntaria
Enfoque de género
Representación regional*

Equipo Núcleo Eléctrico

- Comisión Nacional de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional

Grupo Técnico de Acompañamiento

- Academia
- Centros de Investigación
- Consultoría

Organismos sectoriales

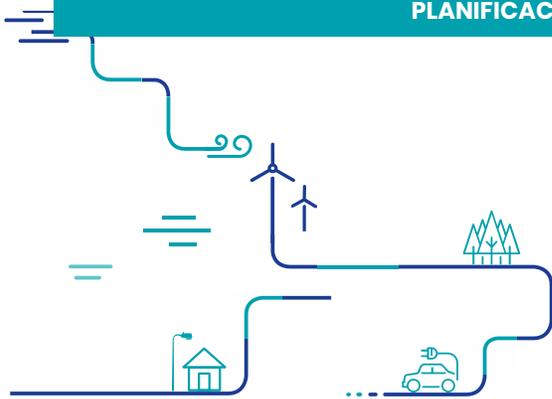
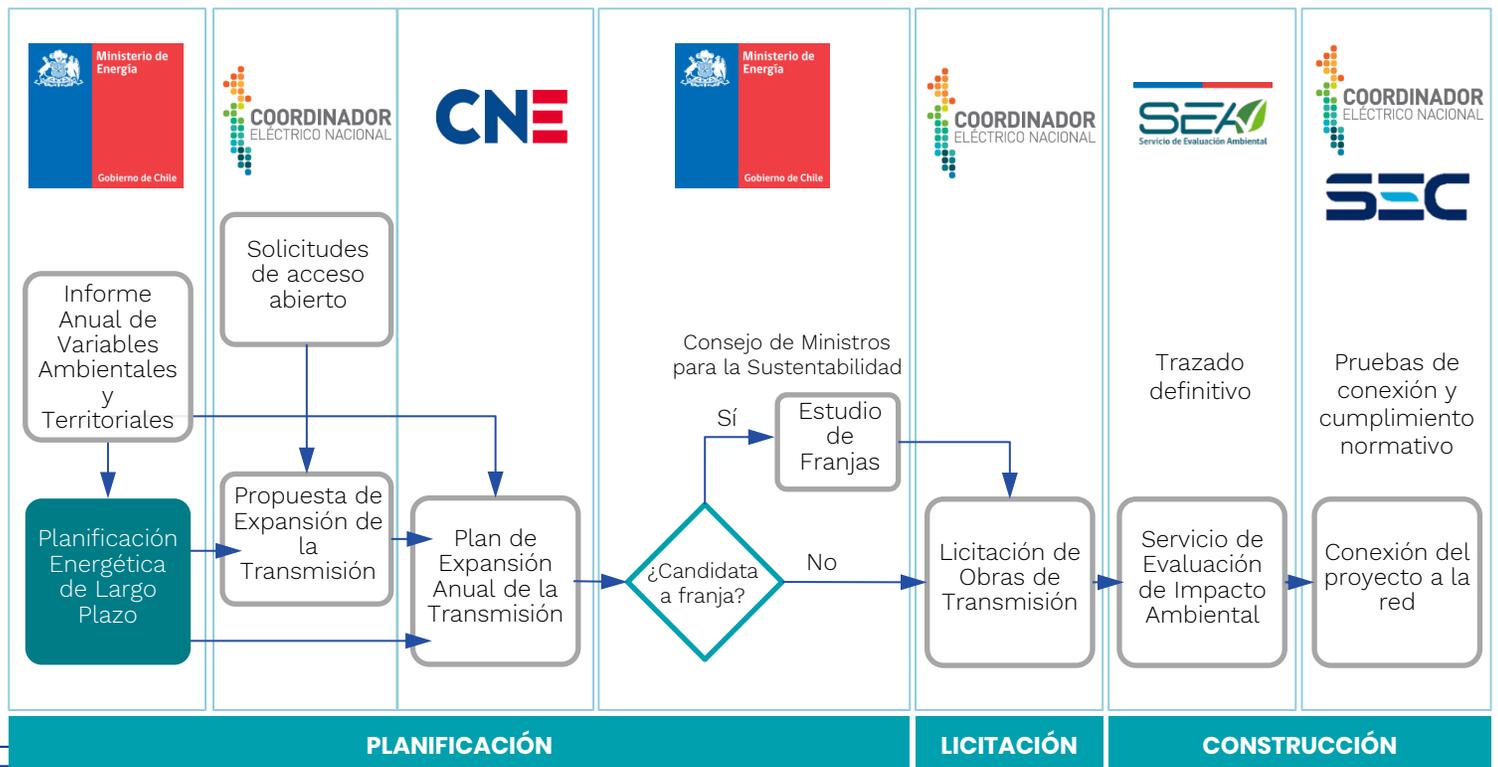
- Ministerios
- Agencias
- Organismos de servicio público en energía



1.8. Desarrollo de la transmisión

La PELP es el principal insumo que orienta la expansión y el desarrollo de la transmisión eléctrica. Los escenarios energéticos y la proyección de la oferta eléctrica delimitan los refuerzos, ampliaciones y nueva infraestructura de la red eléctrica. El diagrama muestra las fases del proceso con las diversas instituciones involucradas, lo que motiva una coordinación permanente, lo que se ha afianzado en el proceso PELP 2023-2027.

La transmisión eléctrica es fundamental para habilitar las metas ambientales y climáticas que hemos establecido como país. Por ello, la construcción participativa de la mirada de largo plazo permite dotar al proceso de expansión de la transmisión de un insumo fundamental que orienta las obras que deben realizarse en el corto plazo de manera tal que sean coherentes con el mediano y largo plazo.



Participación ciudadana

2. Democratizando la planificación energética



Infografía
“Proceso Participativo”
PELP 2023–2027

La planificación energética con horizonte de largo plazo es necesaria por cuanto se requiere prever, con años de antelación, la infraestructura necesaria para cubrir los requerimientos de energía que necesitaremos en el futuro.

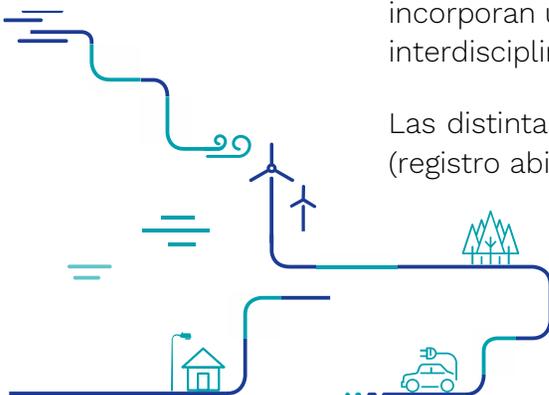
La decisión última que emana del proceso de planificación corresponde a decisiones de inversión a nivel nacional en transmisión eléctrica en base a proyecciones. Estas decisiones nos afectan como sociedad en distintos ámbitos y de diferentes formas, por lo que se hace necesario abrir un espacio de conversación sobre las necesidades energéticas que tendremos, y evaluar bajo qué circunstancias estaríamos dispuestos a invertir como sociedad en una expansión de la transmisión que finalmente nos permitirá acceder a la energía que necesitaremos.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 84° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo debe realizarse mediante un proceso participativo amplio. Esta participación es fundamental en la construcción de esta política pública, ya que nos permite incorporar distintas perspectivas en la toma de decisiones de inversión de la transmisión eléctrica a nivel nacional, lo cual tiene implicancias económicas, de desarrollo local, e incidencia directa en los territorios y en quienes los habitan.

2.1. Una planificación energética colaborativa

El proceso participativo se compone de varios elementos que, en su conjunto, incorporan una diversidad de aportes en un contexto de trabajo colaborativo e interdisciplinario.

Las distintas instancias de trabajo son las siguientes: aporte de la ciudadanía (registro abierto y voluntario), grupo técnico de acompañamiento (académico-



investigador y consultor) y un grupo de coordinación con organismos sectoriales públicos. En ese sentido, el proceso PELP abre un espacio de convergencia de miradas entre la participación ciudadana, la ciencia y la institucionalidad, para que -de manera conjunta y consensuada- se plasmen las rutas de futuro energético del país.

2.1.1. Participación ciudadana

El 29 de diciembre del 2019 se dio inicio al nuevo proceso quinquenal PELP 2023-2027, mediante la apertura de las inscripciones para participar en los talleres de trabajo, en las audiencias públicas y en la revisión de los distintos documentos elaborados, y que son compartidos a las personas y organizaciones inscritas en el Registro de Participación Ciudadana PELP 2023-2027. Abierto por un período de tres meses, el 3 de marzo cierran las inscripciones con un total de 706 inscripciones, entre personas y organizaciones de distinta naturaleza; casi de tres veces los participantes del anterior proceso PELP 2018-2022, donde se alcanzaron 262 inscripciones.

Conscientes de la importancia de la diversidad en la composición de los grupos al momento de discutir temas de interés general, se pone especial atención en una adecuada representación nacional. Por ello, se realizó una especial y amplia difusión para poder incorporar elementos de enfoque de género y de descentralización territorial en la participación ciudadana.

El registro ha quedado compuesto por un 28% de mujeres y el restante 72% por hombres. Del total de inscripciones, un 84% lo hace como persona natural, y el restante 16% como organización, ya sea empresa, gremio, ONG, universidad, o reparticiones públicas como ministerios o municipios. En cuanto a la distribución geográfica se tiene una participación del 60% de la Región Metropolitana y un 40% proviene del resto de las regiones del país. De ellas, la segunda región en participación es la de Valparaíso con un 7%, y luego Biobío y Tarapacá con un 5% cada una.

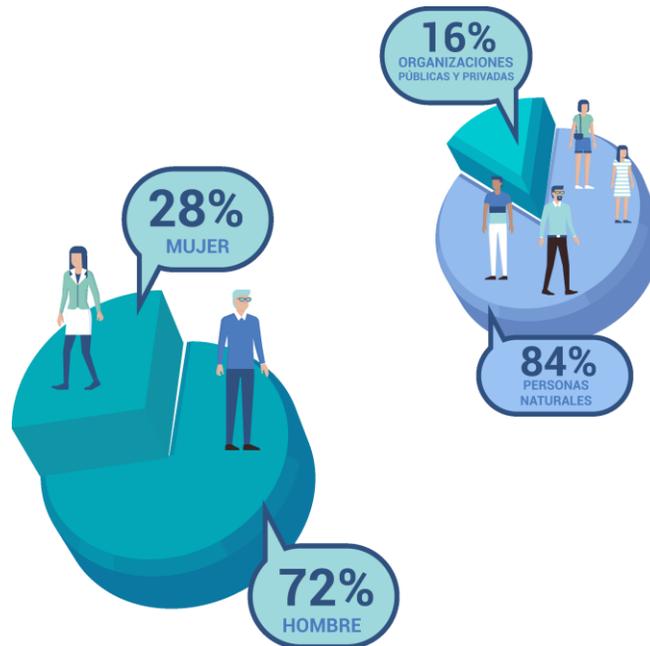


Registro de
Participación Ciudadana
PELP 2023-2027

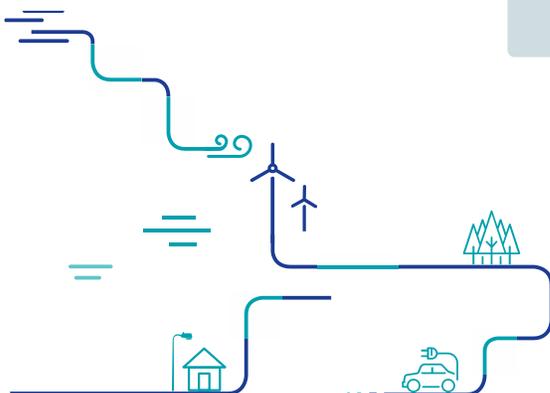
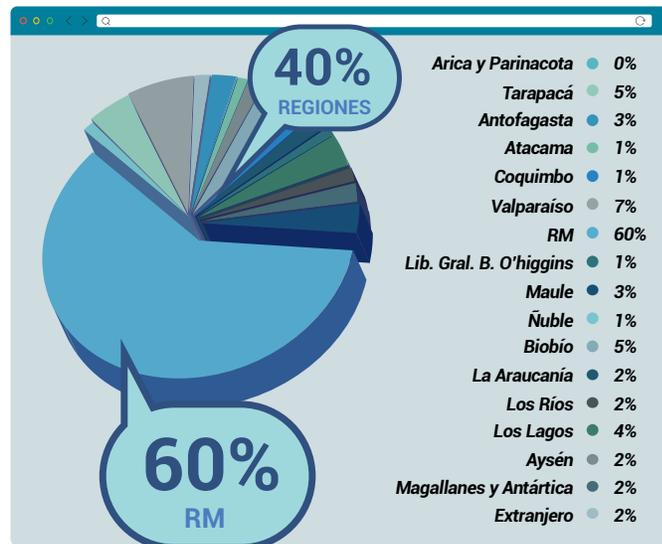




Infografía
"Participantes PELP"
PELP 2023-2027



¿DE QUÉ REGIÓN SON LOS PARTICIPANTES?



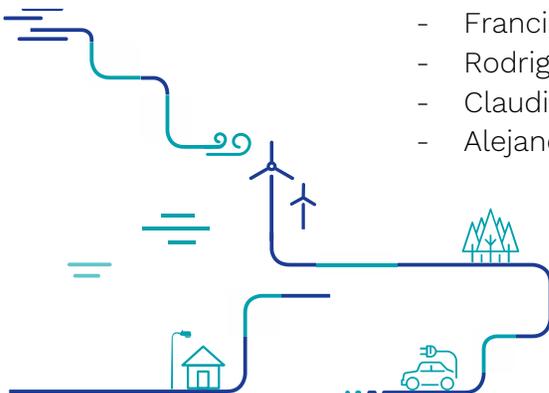
2.1.2. La ciencia y el aporte de la Academia

Considerando tanto los desafíos técnicos propios que se enfrentan al hacer proyecciones energéticas de largo plazo, como la amplia variedad de fuentes de información y conocimiento disponible, se invitó a personas de la academia, investigación y consultoría a conformar un Grupo Técnico de Acompañamiento PELP 2023-2027, cuyo principal objetivo es el de brindar asesoría técnica experta y diversa, proporcionar evidencia científica y velar por la consistencia de los escenarios y proyecciones energéticas de la PELP.

La formación del Grupo Técnico de Acompañamiento se llevó a cabo mediante invitación del Ministerio de Energía, y se realizó bajo estrictas consideraciones de equidad de género; en efecto, del total de 21 participantes, 11 son destacadas académicas. Junto a ello, el grupo lo componen personas con reconocidas capacidades que se consideran necesarias para proyectar el futuro energético, destacándose la transversalidad y amplitud de disciplinas aportadas, abarcando las siguientes áreas del conocimiento: urbanismo, movilidad, sustentabilidad, hidrógeno, pobreza energética, eficiencia energética, bioenergéticos, energías renovables, almacenamiento energético, resiliencia y modelamiento matemático, infraestructura de gas natural, por nombrar algunos.

El Grupo Técnico de Acompañamiento –que apoya ad-honorem el proceso PELP– lo componen las siguientes personas:

- Camila Álvarez, CR2.
- Ignacio Alarcón, Consultor.
- Paz Araya, Red de Pobreza Energética.
- Rodrigo Cienfuegos, CIGIDEN.
- Carolina Chávez, Universidad de Santiago de Chile.
- Marcelo Cortés, Universidad de Antofagasta.
- Patricia Galilea, Pontificia Universidad Católica.
- Alex Godoy, Universidad del Desarrollo.
- Rosa Herrera, Universidad de Concepción.
- Luis González, CLAPES UC.
- Francisca Jalil, Universidad Adolfo Ibáñez.
- Rodrigo Moreno, Universidad de Chile.
- Claudia Moraga, Universidad de Tarapacá.
- Alejandro Navarro, Universidad de Chile.



- María Luisa Ojeda, Universidad de Magallanes.
- Mauricio Osses, Universidad Federico Santa María.
- Claudia Rahman, Universidad de Chile.
- Fernando Peña, Universidad Católica de Temuco.
- Alejandra Schueftan, Instituto Forestal.
- Enzo Sauma, Pontificia Universidad Católica.
- Rosa Serrano, Estudiante de doctorado en Universidad de Manchester.

El aporte del Grupo Técnico de Acompañamiento se operativiza formando subgrupos de trabajo en torno a los siguientes temas de interés:

- Modelamiento matemático
- Escenarios energéticos
- Sistemas medianos y aislados
- Resiliencia y adaptación
- Ambiente y territorio
- Tecnologías habilitantes



- 

Paridad de género
- 

Diversidad de temas
- 

Foco en **Sustentabilidad**
- 

Orientación a **resultados**



Camila Álvarez
CR2



Ignacio Alarcón
Consultor - UAI



Paz Araya
UCH - RedPE



Rodrigo Cienfuegos
CIGIDEN



Carolina Chávez
USACH



Marcelo Cortés
U. Antofagasta



Patricia Galilea
PUC



Alex Godoy
UDD



Rosa Herrera
Consultora - UdeC



Luis Gonzáles
CLAPES UC



Francisca Jalil
UAI



Rodrigo Moreno
UCH - ISCI



Claudia Moraga
U. de Tarapacá



Alejandro Navarro
UCH



María Luisa Ojeda
U. Magallanes



Mauricio Osses
UTFSM



Claudia Rahmann
UCH -SERC



Fernando Peña
UC Temuco



Alejandra Schueftan
INFOR-RedPE



Enzo Sauma
Centro Energía PUC



Rosa Serrano
U. de Manchester

Grupo Técnico de Acompañamiento
PELP 2023-2027



2.1.3. Coordinación pública

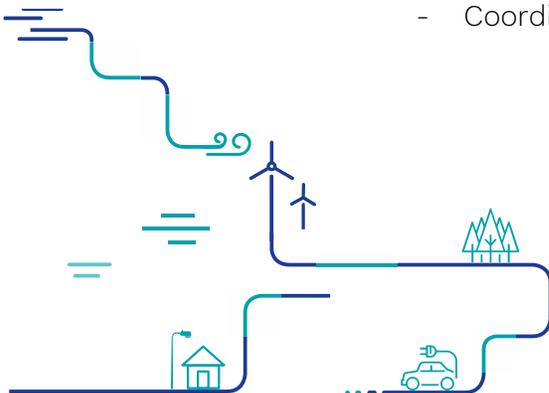
Atendiendo a una de las principales brechas detectadas en el sector público, la efectiva coordinación entre instituciones del Estado, se creó un grupo de coordinación con organismos sectoriales, que congrega a todos los servicios relacionados al proceso de planificación energética, como lo son:

- Ministerio de Energía
- Ministerio de Minería
- Ministerio del Medio Ambiente
- Ministerio de Vivienda y Urbanismo
- Ministerio de Bienes Nacionales
- Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones
- Ministerio de Agricultura
- Comisión Chilena del Cobre
- Oficina de Estudios y Políticas Agrarias
- Oficina Nacional de Emergencia
- Agencia Alemana GIZ
- Comisión Nacional de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Agencia de Sostenibilidad Energética

Este grupo tiene por objetivo principal el de velar por la coherencia con los planes, programas y políticas relacionadas a la planificación energética de largo plazo.

Junto a ellos, se forma un grupo denominado Equipo Núcleo Eléctrico, con el cual se sesiona de manera continua con el objetivo de revisar, apoyar y analizar mejoras a los procesos de planificación y operación del sistema eléctrico nacional. Este grupo está conformado por las siguientes instituciones:

- Ministerio de Energía
- Comisión Nacional de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional



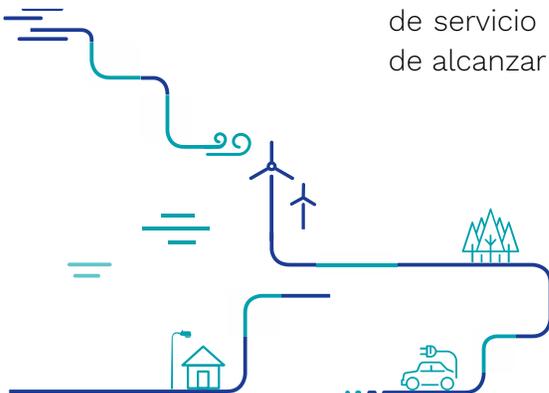


Organismos sectoriales para coordinación pública

PELP 2023-2027

2.2. Un proceso de construcción colectiva

El proceso de construcción de la PELP se basa en instancias participativas de diálogo y reflexión colectiva, con la ciudadanía, en torno a las oportunidades y desafíos del sector para los próximos 30 años, abordando aspectos sociales, ambientales, territoriales, culturales y tecnológicos. Ello se complementa con el aporte experto y multidisciplinario de la academia, investigación y consultoría, y con instancias de colaboración y coordinación entre instituciones de servicio público relacionadas al futuro del sector energía, y con el desafío de alcanzar las metas nacionales en materia ambiental y climática.



Es importante mencionar que este proceso de construcción colectiva continuará activo por todo el quinquenio correspondiente al proceso PELP 2023-2027 que motiva el presente informe.

2.2.1. Deliberación ciudadana

El proceso comienza con la apertura de los registros de inscripción, que en esta oportunidad está formado por un grupo de 706 personas y organismos, con variados intereses, experiencias y motivaciones a compartir.

El trabajo se estructura en torno a tres bloques con talleres de trabajo temáticos y tres audiencias públicas. Los talleres de trabajo tienen como propósito debatir y confrontar posiciones en torno a temas de relevancia para el proceso de planificación energética de largo plazo. Por su parte, las audiencias públicas, abiertas a todo público, cumplen el rol de exponer los avances en el proceso.

El trabajo de los talleres y las respectivas audiencias públicas se organiza del siguiente modo:

- **Audiencia Pública 1:** da cuenta de los aspectos generales del proceso de planificación energética. Participan más de 450 personas conectadas simultáneamente.
- **Primer bloque de talleres:** Compuesto por 4 talleres consecutivos. Se trabaja con el objetivo de construir una propuesta de escenarios energéticos, incorporando las posibles situaciones futuras que permitan planificar para atender adecuadamente las necesidades de transmisión y optimización del desarrollo energético del país. Se cuenta con una asistencia total de 682 personas.
- **Audiencia pública 2:** Se presentan los escenarios energéticos trabajados en la primera ronda de talleres. Se cuenta con más de 200 personas conectadas simultáneamente.
- **Segundo bloque de talleres:** compuesto por dos talleres. Se trabaja con el objetivo de generar un entendimiento del concepto de polos de



Material del proceso
participativo
PELP 2023-2027



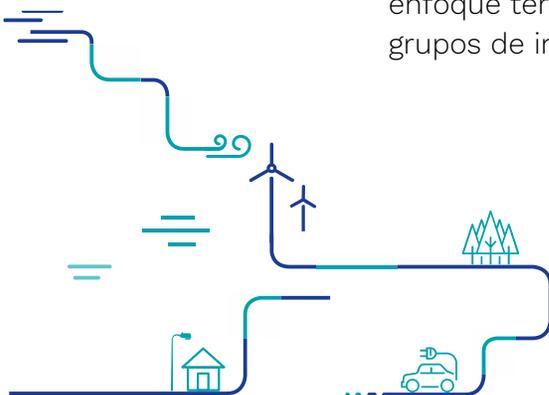
desarrollo y generar propuestas de criterios para identificar territorios y provincias como potenciales candidatas. Se cuenta con una asistencia total de 138 personas.

- **Tercer bloque de talleres:** compuesto por un taller, en donde se trabaja con el objetivo de evaluar la coherencia de los escenarios energéticos con las respectivas proyecciones energéticas y eléctricas. Asisten 95 personas.
- **Audiencia pública 3:** Se presentan los resultados generales de la nueva PELP 2023-2027 y se propone una agenda para la continuidad del proceso.

Con el propósito de facilitar la participación en los talleres de trabajo, es que cada instancia de talleres se realiza en dos jornadas similares, una en la mañana (09:00 a 11:00 hrs en Chile Continental) y otra en la tarde (17:30 a 19:30 hrs en Chile Continental), de modo de asegurar una representatividad transversal, diversa y acorde a las posibilidades de participación de cada persona inscrita en el Registro de Participación Ciudadana.

La metodología de trabajo, del tipo virtual, es diseñada específicamente para cada uno de los talleres y audiencias. En términos generales, ésta trata de manera general, de una primera parte de tipo expositivo, en donde se dan a conocer los principales antecedentes a considerar en las discusiones. Una segunda parte, de trabajo en subgrupos, formados por aproximadamente 15 personas cada uno, utilizando herramientas virtuales del tipo encuestas en línea, votaciones y discusión con apoyo de notas en un mural virtual, al que todas/os tienen acceso. Finalmente, una tercera parte, en donde se comparten en un plenario las ideas principales discutidas, para finalizar con la exposición de los pasos siguientes.

Una vez terminados cada uno de los talleres, el equipo de participación ciudadana sistematiza la información, y por medio de diversas técnicas cualitativas y cuantitativas, las analiza, teniendo especial atención en el enfoque territorial, junto con la sub y/o sobre representación de los diferentes grupos de interés.



Posteriormente, con la información procesada, ésta se le entrega al equipo técnico del Ministerio de Energía para incorporarla en los modelos y proyecciones, en un proceso iterativo de co-construcción participativa.

2.2.2. Aporte experto

El Grupo Técnico de Acompañamiento sesiona por primera vez antes que la primera audiencia pública, de modo de validar previamente los principales elementos a trabajar en los talleres ciudadanos. En esta primera sesión, se organizan los subgrupos de trabajo por temas a abordar, para posteriores convocatorias específicas a cada tema identificado.

Las sesiones, que tienen una periodicidad aproximada de dos semanas, se llevaron a cabo virtualmente, y se utiliza una metodología expositiva y de discusión abierta.

2.2.3. Coordinación pública

Con el objetivo de abordar los potenciales desafíos de coordinación pública y para hacer más eficiente el proceso, es que se identifica y convoca a las distintas instituciones públicas que tienen algún grado de injerencia en la definición y en la posterior implementación de medidas relacionadas a la planificación energética de largo plazo.

Para ello se convoca a dos grupos: uno que tiene relación con el ámbito energético y todas sus derivadas en términos de alcance y sectores productivos, y otro específico al ámbito eléctrico, donde predominan las instituciones con dependencia directa del Ministerio de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. A partir de aquello es que se forman los grupos denominados Organismos Sectoriales y el Equipo Núcleo Eléctrico, respectivamente.

Las sesiones, con periodicidad aproximada de tres semanas, también realizadas en modalidad virtual, se realizan con una metodología similar al grupo de acompañamiento técnico, es decir, mediante exposiciones de los antecedentes claves a discutir y luego con una discusión abierta que permite identificar ámbitos de coordinación y colaboración.



2.3. Arquitectura general de co-construcción de la PELP

El actual proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo centra su metodología de trabajo en torno al proceso participativo. En esta ocasión, se forma un equipo amplio y diverso el que, bajo la coordinación general del equipo de Planificación Energética y Nuevas Tecnologías del Ministerio de Energía, integra a los equipos de participación ciudadana, política energética y diversos equipos técnicos que aportan al trabajo colaborativo.

Como metodología general de trabajo, se diseña un proceso iterativo y multi actores, que permite tanto la participación experta como la coordinación pública sectorial, manteniendo siempre como eje principal la participación ciudadana.

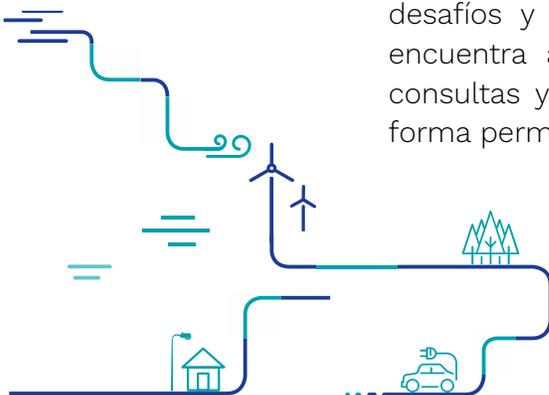
El proceso de co-construcción comienza con sesiones de los grupos formados por académicas/os de vasta experiencia y por las distintas instituciones públicas, para identificar y validar la información base a presentar en la primera audiencia pública que se enfoca en transmitir elementos básicos a trabajar en las sesiones de talleres posteriores. Una vez iniciados los talleres de trabajo, el flujo de información se revierte, de modo que las ideas y propuestas levantadas por la ciudadanía es llevada y presentada a los grupos técnicos para desafiarlas/os a co-diseñar la forma en que se incorporan en los modelos y escenarios energéticos. Para ello se discuten supuestos, simplificaciones y el estado del arte en publicaciones relacionadas, que permite un trabajo validado y en base a evidencia científica: los modelos y la técnica, al servicio de la sociedad.



Canal de YouTube
Ministerio de Energía

2.4. Comunicación abierta y transparente

La comunicación constante y fluida, así como la transparencia y disponibilidad del material generado, es parte fundamental del proceso, por lo que se disponen diferentes canales de comunicación: plataforma web de la PELP, canal YouTube, encuestas de satisfacción y de identificación de nuevos desafíos y correo electrónico del proceso: pelp@minenergia.cl, el que se encuentra abierto en todo momento para recibir y responder todas las consultas y sugerencias en torno al proceso de planificación energética de forma permanente.



El principal canal de comunicación y disposición de información relevante para el proceso es la web PELP. Éste se encuentra en constante actualización y se diseña en base a los siguientes ejes de información:

- **Información general:** Se compone de información general acerca de la planificación energética 2023-2027
- **Formación ciudadana:** espacio de preguntas y respuestas comunes acerca de la PELP y glosario de términos relacionados.
- **Proceso participativo:** publicación de actas, minutas y videos de talleres y audiencias del proceso participativo 2021.
- **Futuro energético:** publicación de escenarios y proyecciones energéticas y eléctricas resultantes del proceso.
- **Cambio climático y calidad del aire:** publicación de reportes relevantes relacionados a emisiones y compromisos internacionales relacionados a cambio climático, así como también publicación del resultado de los cálculos de las emisiones del sector energía.
- **Nuevas tecnologías:** publicación de informes relacionados a tecnologías habilitantes y estrategias, políticas y hojas de ruta que consideran acciones de mediano y largo plazo.
- **Desarrollo territorial:** publicación de información relacionada a polos de desarrollo y conceptos de desarrollo territorial.
- **Repositorio:** publicación del proceso quinquenal PELP 2018-2022 vigente e informes anuales de actualización de antecedentes.



Plataforma web
**Planificación
Energética de Largo
Plazo**

La plataforma ha sido diseñada para ser de fácil navegación y sencilla para acceder y descargar información, destacando por su lenguaje con perspectiva de género y acceso a personas con capacidades visuales limitadas.

A modo de complemento a los temas e ideas compartidas en los talleres de trabajo ciudadano, se realiza un plan de encuestas masivas a todo el registro



de participantes, permitiendo tener retroalimentación respecto a la experiencia de usuario en cada una de las sesiones de trabajo y validar e identificar desafíos socioculturales y tecnológicos, para incorporar a la agenda de trabajo de continuidad del proceso posterior a la publicación del informe definitivo PELP 2023-2027.

2.5. Ciudadanía: la pieza clave en los resultados PELP

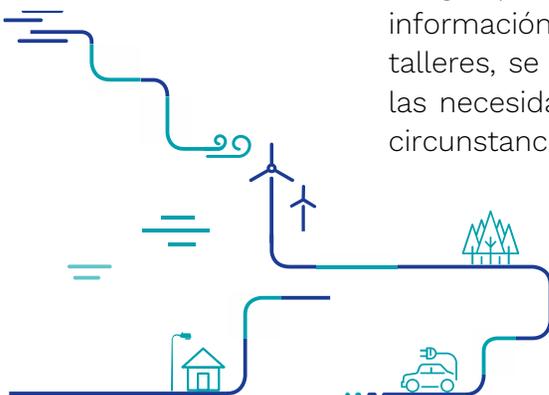
A través del proceso participativo, la PELP 2023-2027 sometió a análisis y discusión conjunta varias de las decisiones claves involucradas en el ejercicio de proyección del futuro energético de nuestro país. Contar con diferentes opiniones, fundadas en experiencias diversas y conocimientos, permitió robustecer sustancialmente los resultados a través de la consideración de potenciales beneficios e impactos que estarían asociados a distintas decisiones.

2.5.1. Prioridades e intereses para el futuro energético

En el proceso participativo se trabajaron prioridades e intereses en las distintas áreas, y en base a esta información se propuso cómo debiésemos reaccionar como sociedad ante ciertas circunstancias. Se trabajó sobre distintos futuros posibles considerando –entre otros– distinto bienestar económico, o distintos contextos exteriores. Así, en base a las discusiones, se pudo definir, por ejemplo, la importancia de empujar y apoyar desde el Estado y ante cualquier contexto económico una transición energética del uso de la leña, fundándose en la contaminación que afecta a nuestras ciudades y que provoca importantes efectos nocivos en la salud de las personas.

2.5.2. Proyección de los requerimientos de energía

Luego, para cada una de esas circunstancias (escenarios) y en base a información recolectada y a las preferencias que se manifestaron en los talleres, se construyeron proyecciones de demanda energética, que estiman las necesidades energéticas que tendremos ante cada una de esas distintas circunstancias. Estas proyecciones se levantaron considerando una serie de



supuestos, que se construyeron en base a las preferencias trabajadas en los talleres. Por ejemplo, si vamos a embarcarnos en una transición para ir dejando la leña y considerar el uso de energéticos más sustentables, implica que tendremos que proyectar las necesidades que tendremos de los nuevos energéticos y de la nueva infraestructura, por lo que se tendrá que suponer que cada año se irán reconvirtiendo un gran número de viviendas y, junto con eso, muchas serán viviendas reacondicionadas para hacerlas más eficientes. Finalmente, esto se traducirá en un crecimiento de los requerimientos de electricidad para climatización en los distintos escenarios.

2.5.3. Proyección de los requerimientos del sistema eléctrico

En base a las proyecciones de requerimientos energéticos, se estiman a su vez los requerimientos eléctricos que se necesitarán para cubrir esas necesidades, y cómo tendrá que ser el parque de generación para poder atenderlas. Esta información luego se le entrega a la Comisión Nacional de Energía (CNE), junto con recomendaciones de expansión de la transmisión y recomendaciones de provincias de zonas que debiesen decretarse como polos de desarrollo. Finalmente, es la CNE el organismo encargado de determinar las expansiones de la transmisión en procesos anuales.

2.5.4. De una visión futura a la señal clara de inversión y expansión del sistema eléctrico

La información levantada en el proceso participativo constituye una pieza fundamental en la construcción de la nueva PELP, combinándose con una serie de otros insumos para construir el modelo de proyecciones de requerimientos eléctricos.

El proceso participativo fue particularmente clave para definir preferencias colectivas y potenciales decisiones ante distintas circunstancias (escenarios). Estas preferencias se combinaron con: (1) consideraciones técnicas definidas en la ley de transmisión o levantadas por el equipo técnico, (2) por supuesto la data y los antecedentes de base, (3) decisiones político-estratégicas, y (4) consideraciones sociales, ambientales y territoriales dentro de las cuales también se incorporaron las preocupaciones y aristas levantadas durante el proceso participativo.



3.

Visión consensuada del futuro energético

Nuevos escenarios energéticos

3.1. ¿Qué es un escenario energético?

Un escenario energético es una construcción teórica respecto a cómo evolucionará el sector energía¹ en el corto, mediano y largo plazo. Con ellos, es posible establecer diversas rutas futuras de desarrollo, determinadas por visiones construidas por la sociedad de manera participativa.



A través de la construcción de escenarios energéticos se busca acotar el rango de posibilidades futuras, entendiendo la incertidumbre que representan las próximas décadas, y tomando en cuenta los compromisos y metas, principalmente en los ámbitos energético y climático (ambos ampliamente vinculados) que ha adquirido Chile en el último tiempo.

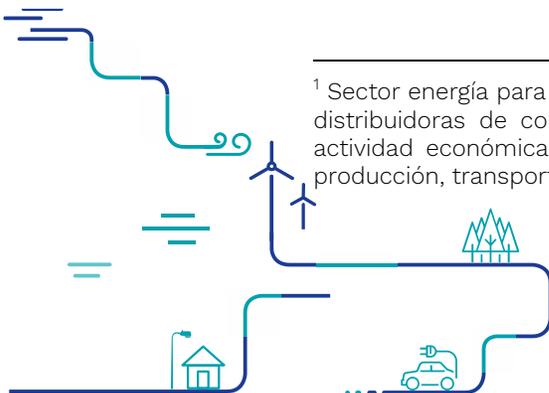
En el marco del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, los escenarios energéticos tienen el objetivo particular de guiar la expansión de la transmisión eléctrica, no obstante, también permiten:



- Diseñar y evaluar políticas públicas nuevas o en desarrollo, tanto del sector energía como de otros sectores relacionados.
- Identificar oportunidades para el desarrollo de soluciones tecnológicas innovadoras, de forma de tomar las acciones que se requieran para su adopción e implementación.
- Relevar necesidades específicas de las comunidades y territorios a lo largo de Chile en cuanto a la calidad de los servicios energéticos y el desarrollo de proyectos de infraestructura.
- Desarrollar análisis y estudios adicionales, tanto por parte del Ministerio de Energía, como por otras instituciones, tanto públicas como privadas.



¹ Sector energía para los efectos de este trabajo no corresponderá solamente a empresas eléctricas o distribuidoras de combustibles, sino que se entenderá por sector energía principalmente a toda actividad económica en cuyo funcionamiento tenga relevancia el ámbito energético, ya sea en la producción, transporte o consumo de ella.



El concepto de escenario es ampliamente utilizado por diversas instituciones y agencias relacionadas a asuntos energéticos gubernamentales o internacionales, por mencionar solo algunas: la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), Consejo Internacional de la Energía (WEC por sus siglas en inglés), Electricity System Operator (ESO) de National Grid (que corresponde al operador eléctrico del Reino Unido), ENTSO (que corresponde a la agrupación de operadores de electricidad y gas en Europa), Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), entre otros.

De éstos se desprende que un escenario energético permite dar un marco conceptual a la realidad energética que se está estudiando. En el caso del ESO – National Grid de Reino Unido, los escenarios apuntan a la descarbonización y el cambio social que ello implica. Mientras que, para la agrupación de los operadores europeos de electricidad y gas, ENTSO, los escenarios energéticos son un instrumento para definir objetivos climáticos y energéticos, en función de las preferencias tecnológicas y los aspectos sociales y económicos nacionales y locales.

3.2. Descripción general de los nuevos escenarios energéticos

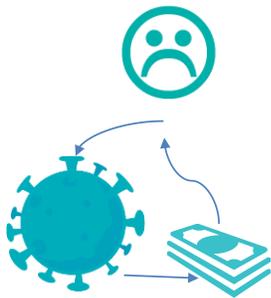
Los escenarios energéticos se construyeron de manera conjunta con el Registro de Participación Ciudadana, en la siguiente ronda de talleres:



En esta oportunidad, se definieron los siguientes tres (3) escenarios energéticos de largo plazo:

1. Recuperación Lenta Post Covid (**RECUPERACIÓN**)
2. Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050 (**CARBONO NEUTRALIDAD**)
3. Acelerando la Transición Energética (**TRANSICIÓN ACELERADA**)

Recuperación Lenta Post Covid

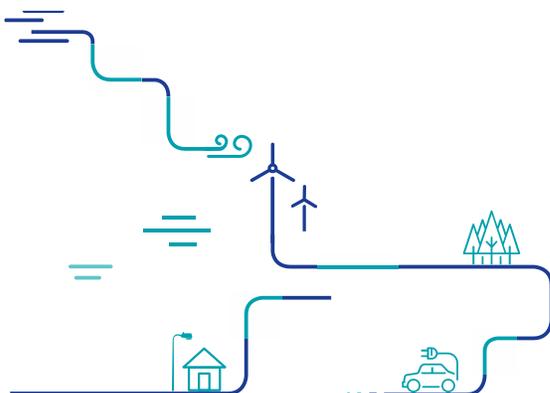


El impacto económico y social debido a la pandemia del COVID-19, tanto a nivel mundial como a nivel local, se traduce en una ralentización de la transición energética.

En Chile, ante una menor disponibilidad de recursos, el foco es la reactivación de la economía y, por tanto, en materia energética se priorizan acciones que apuntan a mejorar la calidad de los servicios y que tienen un impacto directo en las personas.

En particular, los esfuerzos apuntan a mejorar la calidad del aire en las ciudades a través de la regulación del uso de la leña, así como la implementación de medidas de eficiencia energética en viviendas.

En materia de compromisos internacionales, el cumplimiento de lo dispuesto en la NDC a 2030 sigue siendo prioritario y, en consecuencia, se implementan todas aquellas medidas que se desprenden de la Estrategia de Electromovilidad y de la Ley de Eficiencia Energética, lo que constituye un gran esfuerzo considerando las condiciones adversas del escenario.



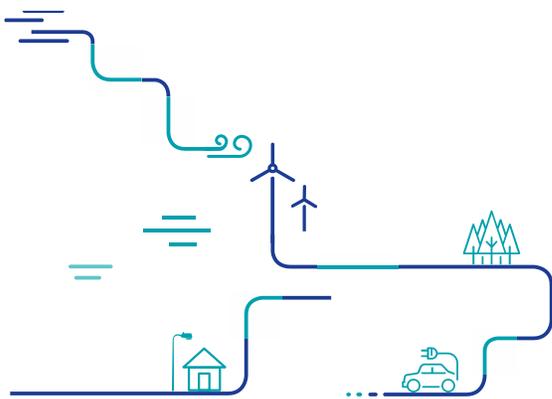
Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050



Las mejores condiciones económicas a nivel mundial y local, de la mano de una rápida caída de los costos de las tecnologías limpias, le permiten al país avanzar tanto en materia de reducción de emisiones locales como de gases de efecto invernadero.

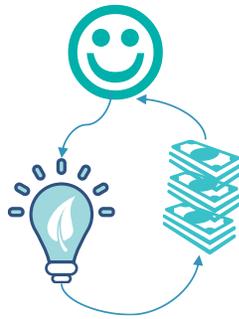
Es así como se avanza en la regulación del uso de la leña y en el mediano y largo plazo se reduce su ineficiente consumo debido a la disponibilidad de alternativas como lo son el recambio de calefactores y la calefacción distrital, además de la implementación de medidas de eficiencia energética en hogares que van más allá de lo dispuesto actualmente en la Ley.

Por otro lado, la adopción de nuevas tecnologías permite alcanzar mayores niveles de penetración de electromovilidad y de medidas de eficiencia en los sectores productivos lo que, de la mano del desarrollo de la industria del hidrógeno verde, posibilitan alcanzar la Carbono Neutralidad en 2050.



Acelerando la Transición Energética

La rápida recuperación económica y social tras la pandemia del COVID-19, así como un amplio desarrollo de alternativas tecnológicas limpias permiten que se acelere la transición energética. En ese sentido, Chile avanza decididamente hacia la transformación de su sistema energético, profundizando medidas que reducen las emisiones locales y globales.



En particular, se transita progresivamente hacia alternativas de calefacción como el recambio de calefactores, la energía distrital y la aislación térmica de las viviendas, en desmedro del uso de la leña, la cual queda restringida a zonas específicas y de manera regulada.

Por otro lado, el masivo despliegue de energías renovables en el sistema eléctrico, de la mano de la incorporación de soluciones de almacenamiento, habilita que se electrifiquen consumos en todos los sectores de la economía. Es así como se profundiza la integración de electromovilidad y se desarrolla ampliamente la industria de producción de hidrógeno verde y de combustibles sintéticos, tanto para su uso a nivel local como para la exportación.

Todo ello redundando en que el sistema eléctrico se opere 100% libre de emisiones al 2050 y el compromiso de Carbono Neutralidad se alcance antes de ese año.



**CARBONO
NEGATIVIDAD
2050**



Los escenarios energéticos se diferencian en una gran cantidad de factores, por ende, es posible establecer distintos gráficos que muestren dichas tendencias. En esta oportunidad, se presenta un gráfico que muestra la ubicación de cada escenario en torno a la transformación tecnológica y el crecimiento económico del país: un mayor crecimiento económico propicia una transformación tecnológica fuerte en el país, y viceversa.

Es importante mencionar que el objetivo de los escenarios es buscar una amplitud de situaciones futuras probables de ocurrir, tal que cualquier otra situación se encuentre contenida dentro de ellos.



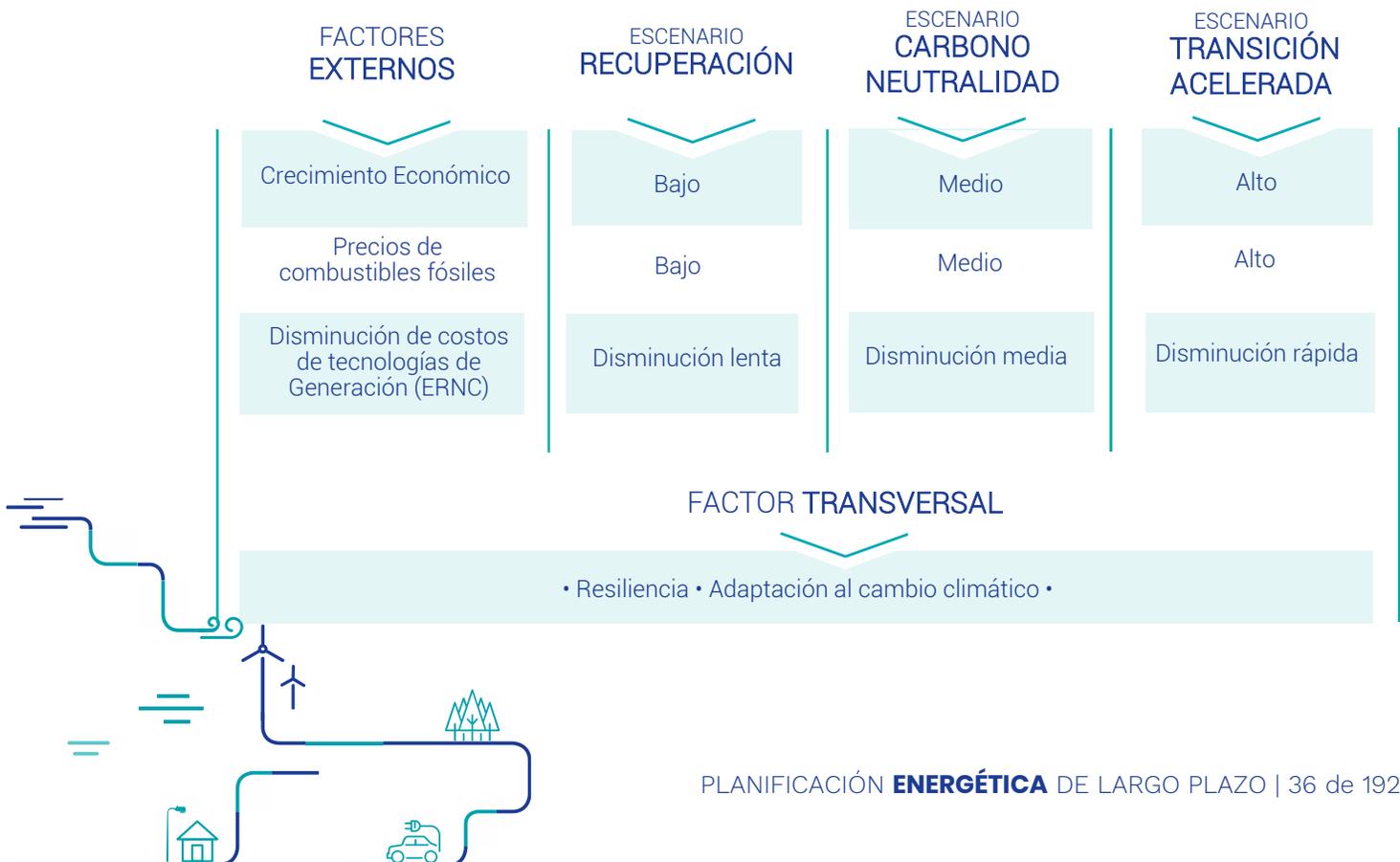
3.3. Factores considerados

Se denominan factores a aquellos elementos que representan una característica importante en la conformación de un escenario energético futuro. Se pueden clasificar en dos grandes grupos, de acuerdo con la incidencia o capacidad de influencia que la sociedad tendrá sobre ellos:

1. Factores Externos
2. Factores Modificables.

3.3.1. Factores externos

Los factores externos corresponden a aspectos relevantes en la configuración de un futuro energético, por lo cual su evolución determina de manera importante el desarrollo energético en cada escenario. Se denominan externos porque la sociedad en su conjunto tiene poca capacidad de tomar decisiones para influenciar fuertemente dicho factor en el corto plazo, pudiendo conseguirlo en el mediano o largo plazo. Éste es el caso del crecimiento económico a nivel nacional, expresado a través de la evolución de PIB; las tendencias de precios de los combustibles de origen fósil y los costos de las tecnologías de generación eléctrica renovable.



3.3.2. Factores modificables

En esencia corresponden a las decisiones que se quieren adoptar como país. La sociedad en su conjunto puede ejercer influencia sobre ellos, representan el cómo se desea reaccionar dependiendo del escenario dado por las variables externas y dado los recursos nacionales limitados.

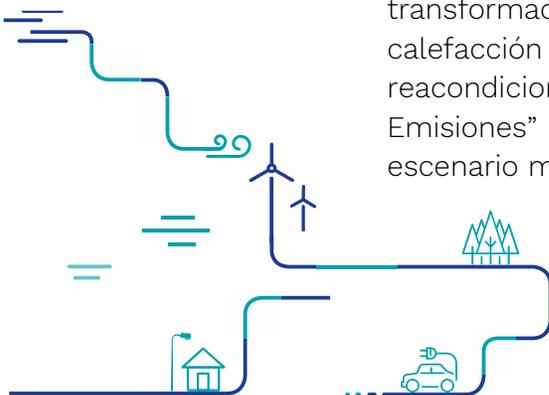
EMISIONES LOCALES Y GLOBALES

- Reducción de gases de efecto invernadero (GEI)
- Reducción de la contaminación local en sector residencial
- Precio al carbono

Tiene relación con la descarbonización de la matriz energética, y mejoras a la calidad del aire en las ciudades de nuestro país.

El combate al cambio climático, representado como los compromisos que ha adquirido el país en materia de reducción de emisiones de GEI surgen como aspectos relevantes y transversales en los escenarios energéticos. Es así como se ha considerado que lo comprometido en materia de reducción de emisiones de GEI del sector energía, para el mediano plazo (NDC 2030) se alcanza en todos los escenarios. En tanto, el gran compromiso de largo plazo (Carbono Neutralidad) se materializa en la medida que el contexto económico y tecnológico lo permite, considerando que incluso, en el escenario más optimista, se logre una ambición mayor, alcanzando dicho objetivo antes del 2050.

La contaminación local en las ciudades del centro y sur de Chile, a raíz fundamentalmente del consumo ineficiente de leña, es una problemática prioritaria que se considera en todos los escenarios. Es así como se establece, que, como base, se incluirá la regulación del uso y comercialización de la leña en las zonas urbanas del centro-sur del país. En la medida que las condiciones económicas y tecnológicas lo permiten, de la mano de un mayor impulso por parte del Estado para abordar este desafío, se consideran acciones más transformadoras e innovadoras, como el desarrollo de soluciones de calefacción distrital, recambio de calefactores e incluso el reacondicionamiento de viviendas existentes, para alcanzar “Edificaciones Cero Emisiones” o “Net Zero Buildings” (en viviendas nuevas) al 2050, para el escenario más ambicioso.



		ESCENARIO RECUPERACIÓN	ESCENARIO CARBONO NEUTRALIDAD	ESCENARIO TRANSICIÓN ACCELERADA
Carbono neutralidad al 2050		Incierta Cumple NDC (2030)	Cumple	Adelanta Antes del 2050
Precio al carbono		Bajo	Medio	Alto
Reducción de contaminación local en sector residencial	Leña Seca	Alta en zonas urbanas Leña sigue siendo fundamental	Alta en zonas urbanas Disminuye su uso a largo plazo	Disminuye substancialmente uso de leña en largo plazo. La que queda es seca.
	Calefacción Distrital	Base	Medio	Alto
	Recambio de calefactores	Base	Medio	Alto
	Aislación térmica	Base	Medio	Alto +Edificaciones netas cero (nuevas)

NUEVAS TECNOLOGÍAS

- Sistema energético más descentralizado y un rol del usuario más activo
- Incorporación y adopción de nuevas tecnologías

Perspectivas de desarrollo de nuevas tecnologías en el sistema energético nacional y cómo este desarrollo se desenvuelve en términos de descentralización.

La incorporación y adopción de nuevas tecnologías resulta un aspecto clave que facilita y permite la materialización de los compromisos en cuanto a reducción de emisiones, y en términos generales, la transición energética de nuestra matriz hacia energías limpias. En particular, se releva el desarrollo de la electromovilidad, el despliegue de la industria del hidrógeno verde, el desarrollo de aplicaciones de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), y la incorporación masiva de almacenamiento en las redes eléctricas. Las distintas tecnologías se consideran con mayor o menor nivel de integración en función de las condiciones económicas proyectadas del país, y el desarrollo internacional de estas tecnologías, así como del impulso del Estado como factor habilitante de las mismas.



La alternativa de contar con un sistema energético más descentralizado, de la mano de un rol del usuario más proactivo, se traduce en el mayor o menor desarrollo de la generación distribuida, así como de soluciones comunitarias, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la producción de energía. En particular, se aborda el desafío de la producción de hidrógeno verde en Chile, para lo cual se plantea la oportunidad de que esta industria se desarrolle centralizadamente (1 o 2 polos de producción), en función de las economías de escala que supone, y/o de forma más descentralizada, de acuerdo con la distribución territorial la demanda. Ello depende tanto de la temporalidad en el despliegue de esta industria como del nivel de exportación que considera cada escenario.

	ESCENARIO RECUPERACIÓN	ESCENARIO CARBONO NEUTRALIDAD	ESCENARIO TRANSICIÓN ACELERADA
Electromovilidad	Estrategia actual de electromovilidad	Electromovilidad + (niveles carbono neutralidad)	Electromovilidad ++
Producción de Hidrógeno Verde (H2V)	Exportación baja Nivel on-grid bajo	Exportación media Nivel on-grid medio	Exportación alta Nivel on-grid alto
Almacenamiento en Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	Medio	Alto	Alto+ (considera economías por proyectos híbridos)
Descentralización y rol del usuario	Base	Alta	Alta+
	Gestión de la climatización	Gestión horaria electromovilidad y gestión climatización	Gestión inteligente electromovilidad y gestión climatización
	Centralizada (Antofagasta y Magallanes)	Centralizada (Antofagasta y Magallanes)	Descentralizada (Antofagasta, Valparaíso, Biobío y Magallanes)
Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	No	Sí	Sí



OPERACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

- Cierre de centrales a carbón
- Sustitución de gas y diésel

Se refiere a las condiciones de operación del sistema eléctrico en virtud de los desafíos que enfrenta la generación eléctrica a base de combustibles de origen fósil.

El cierre de las centrales a carbón se asume como un proceso que se puede acelerar en función de las condiciones económicas del país y la consecuente habilitación de nuevas tecnologías que permitan su reemplazo en el sistema eléctrico.

El uso del gas natural en el sector de generación eléctrica se considera como fundamental para la transición hacia soluciones limpias, permitiendo la sustitución del carbón, en la medida que las centrales de este tipo se van retirando del sistema eléctrico. En la medida que las condiciones económicas y tecnológicas lo permiten, su participación en la matriz va decayendo e incluso, en un escenario optimista, solo se considera la operación de este tipo de centrales con combustibles limpios y/o con la implementación de soluciones de captura de emisiones.



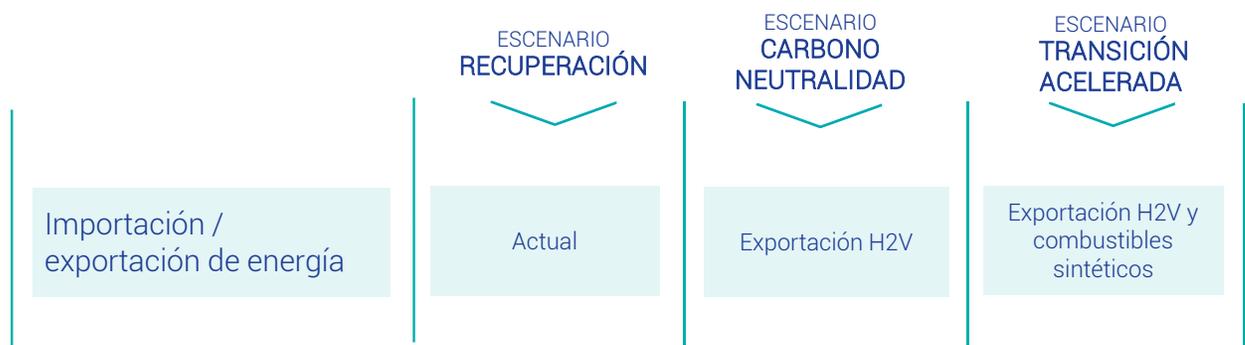
INTEGRACIÓN INTERNACIONAL

- Importación / exportación de energía

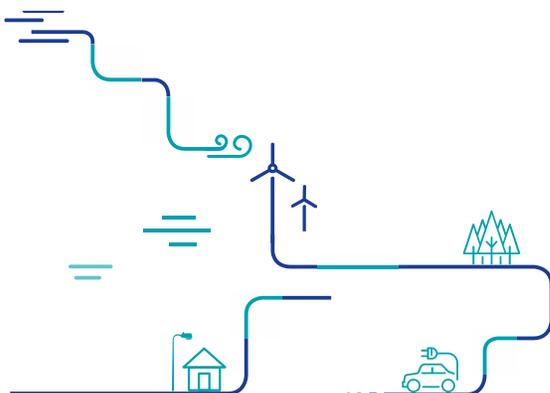
Tiene relación con el establecimiento de redes tanto físicas como comerciales de infraestructura energética con mercados internacionales.

Las oportunidades que se prevén en Chile para la producción masiva de energías limpias, así como de combustibles sintéticos sin emisiones (ej. derivados del hidrógeno verde), hace pensar que hay oportunidades para la exportación energética. Es por ello que, en línea con las consideraciones respecto al despliegue de la industria del hidrógeno verde, se incluye en dos escenarios la exportación de este energético y de sus derivados.

La exportación, o en general, los intercambios de electricidad entre Chile y sus vecinos no forman parte de la definición de los escenarios energéticos, pero sí serán analizados en forma posterior con el fin de dar luces respecto a las oportunidades y desafíos que representa una integración de este tipo.



En análisis ex-post de los escenarios, se evaluarán las oportunidades y desafíos asociados a la interconexión eléctrica con los países vecinos.



USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

- Uso eficiente de la energía en sectores comercial, público y residencial.
- Uso eficiente de la energía en sectores transporte, industria y minería.

Se refiere al establecimiento del uso eficiente de la energía, como condición necesaria hacia el logro de un desarrollo sustentable.

Sin lugar a duda, la eficiencia energética es un pilar fundamental de un sistema energético limpio y sostenible del futuro, y juega un rol importante en todos los sectores económicos, esto es, comercial, público, residencial, transporte, industria y minería. En particular, se considera un rol creciente de las medidas de eficiencia energética en hogares en línea con mejores condiciones económicas. Así es como, en todos los escenarios, se incluyen las medidas que se desprenden de la Ley de Eficiencia Energética, y de la relevancia que tiene en el sector la atención de las necesidades energéticas asociadas a la demanda térmica de las viviendas y cómo las distintas aplicaciones crecientes de eficiencia energética podrán enfrentar estos desafíos en cada escenario.

En los sectores productivos, también se toma de base para todos los escenarios las medidas que se desprenden de la Ley de Eficiencia Energética, y las mejores condiciones económicas y la mayor disponibilidad de nuevas tecnologías permiten que progresivamente se vaya transitando hacia un recambio de los usos térmicos y motrices a energías limpias. A la vez que se fomentan políticas y acciones que permitan hacer un uso eficiente de la energía minimizando los requerimientos de ella a través de cambios conductuales y gestión inteligente de la demanda.



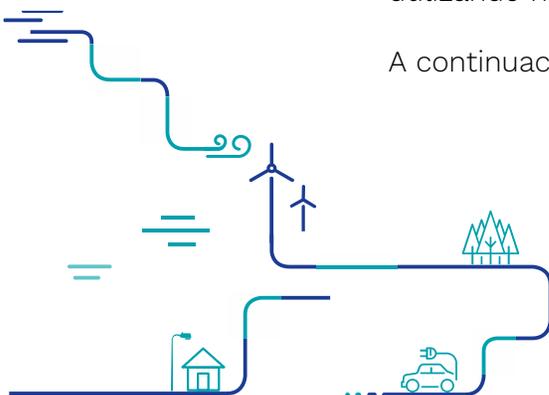


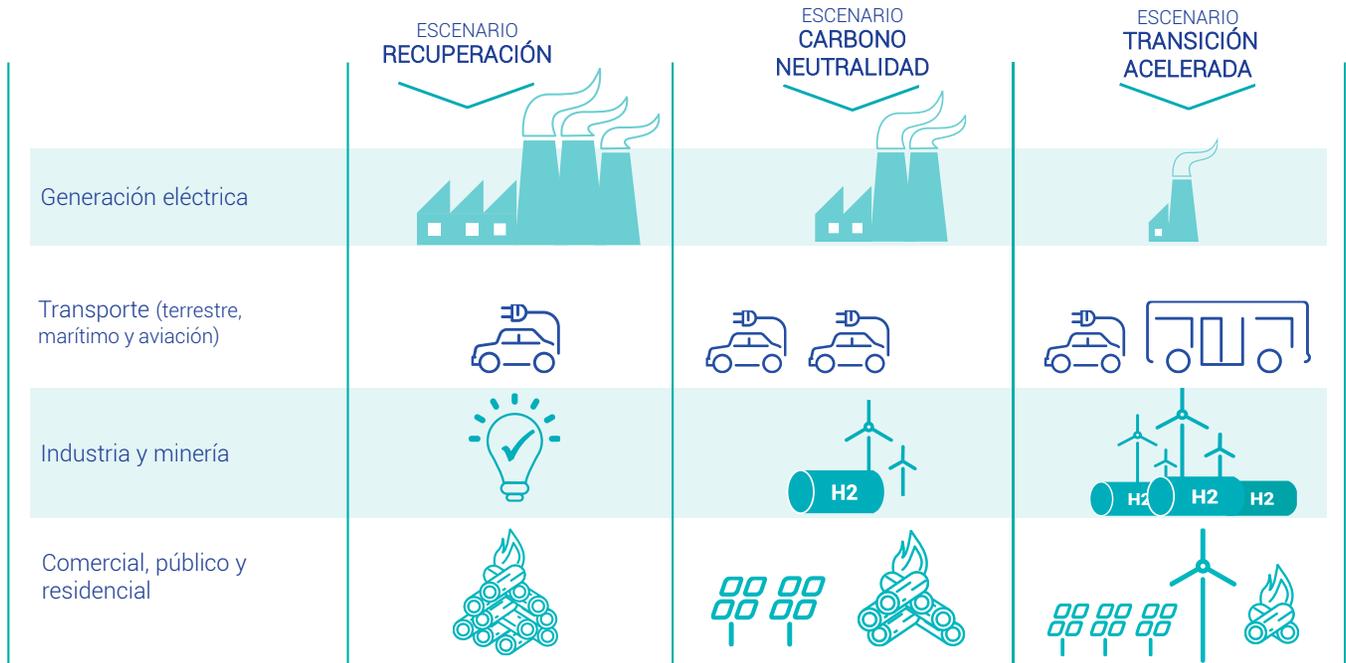
3.3.3. Caracterización por sectores

Los escenarios también pueden definirse de acuerdo con los distintos sectores de la economía. Para el trabajo de construcción de escenarios energéticos en el marco de la PELP se consideran: generación eléctrica, transporte terrestre, marítimo y aviación, industria que abarca por ejemplo cemento, siderurgia, papeleras, entre otras, y minería del cobre junto con otros minerales, y el sector comercial, público y residencial.

Cada uno de estos sectores tiene una caracterización particular, acorde a las tendencias de los distintos factores que componen cada uno de los escenarios energéticos correspondientes. De esa manera, por ejemplo, el sector transporte estará claramente definido por el factor de electromovilidad, pero también la innovación y desarrollo de nuevas tecnologías que pudieran desplegarse en los escenarios más optimistas, por ejemplo, con transporte aéreo utilizando combustibles sintéticos –más limpios– y el sector marítimo utilizando hidrógeno verde como combustible.

A continuación, el detalle de las bajadas por sector económico:





GENERACIÓN ELÉCTRICA

Recuperación Lenta Post Covid

Las centrales de gas natural juegan un rol clave en el reemplazo de la generación eléctrica a partir de las centrales a carbón que se van retirando del sistema conforme al calendario actual, y en el largo plazo aportan en gran medida a la flexibilidad requerida por el sistema para balancear la entrada masiva de generación eólica y solar.

Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050

Las centrales de gas natural existentes continúan operando en la medida que van incorporando tecnologías que permitan reducir significativamente sus externalidades ambientales, a la vez que la generación a carbón acelera su salida de operación. Se presenta un crecimiento en la penetración tecnologías de almacenamiento, principalmente baterías, otorgando funciones de flexibilidad en el sistema eléctrico en la medida en que estas tecnologías se vuelven más competitivas.



Acelerando la Transición Energética

Las energías renovables, el desarrollo de combustibles sintéticos cero emisiones y una mayor penetración de tecnologías de almacenamiento y una salida acelerada del carbón de la matriz eléctrica, permiten alcanzar una matriz cero emisiones GEI en 2040. Objetivo que se logra no solo a nivel centralizado, sino que también con fuerte impulso al desarrollo de la tecnología fotovoltaica distribuida de pequeña escala.

TRANSPORTE (terrestre, marítimo y aviación)

Recuperación Lenta post Covid

Crecimiento moderado del parque de vehículos eléctricos e híbridos, conducente a las metas establecidas según la actual Estrategia de Electromovilidad, influenciado por las condiciones económicas del país y con los consumidores aún muy conscientes del costo de estas tecnologías. En un entorno en el cual también decrecen los niveles de demanda por transporte en todos sus modos debido a impactos por la pandemia del COVID.

Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050

La adopción de vehículos ligeros y medianos cero emisiones, principalmente eléctricos, es un componente clave en miras al objetivo de alcanzar la Carbono Neutralidad. En el caso del transporte pesado se aprecia también importantes niveles de penetración de tecnologías asociadas a la utilización de hidrógeno verde producido en Chile.

Acelerando la Transición Energética

Se promueve el cambio modal en términos de un mayor uso de modos de transporte no motorizados y del transporte público, lo que en conjunto con condiciones laborales flexibles que permiten la disminución de viajes, se traduce en un decrecimiento de la demanda por transporte terrestre particular. Además, se observan altos niveles de electrificación de vehículos particulares, así como de uso de combustibles de hidrógeno verde y sintéticos cero emisiones en el caso del transporte pesado. No se venden más vehículos a



combustión interna (gasolinas y diésel) a partir del año 2035. Los subsectores transporte marítimo y aéreo nacional también disminuyen sus emisiones de manera relevante en el largo plazo.

INDUSTRIA Y MINERÍA

Recuperación Lenta Post Covid

Los sectores de industria y minería sostendrán una evolución de carácter tendencial, en un proceso gradual de incorporación de soluciones tecnológicas y medidas de eficiencia energética impulsadas de manera efectiva por la Ley de Eficiencia Energética.

Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050

Representa una mayor penetración de energías sostenibles que reemplazan la utilización de combustibles fósiles en usos térmicos en la industria y la minería. Se desarrollan soluciones de CCS en aquellos procesos donde los combustibles no pueden ser sustituidos. La industria de la desalación, bajo el amparo del crecimiento de las energías renovables, crece de manera importante como medio necesario para asegurar el funcionamiento de las actividades productivas.

Acelerando la Transición Energética

La demanda industrial y minera efectúan una exitosa transición hacia una matriz de consumo baja en emisiones, en la cual predomina la electricidad y e hidrógeno. Destaca a su vez un suministro de energías sostenibles predominante en los usos térmicos de estos sectores. Por otro lado, se implementan soluciones de CCS en los procesos industriales que son difíciles de descarbonizar. Se desprende un importante crecimiento de la industria de la desalación para el aseguramiento del consumo humano y el suministro de las actividades productivas.



EDIFICACIÓN (comercial, público y residencial)

Recuperación Lenta Post Covid

La Ley de Eficiencia Energética facilita una incorporación creciente de acciones de eficiencia energética en estos sectores, desarrollándose principalmente esfuerzos por lograr reducciones significativas de emisiones contaminantes locales, destacándose importantes acciones en torno a mejorar las condiciones de aislación térmica de las viviendas, como la actualización de la reglamentación térmica para las viviendas nuevas e iniciativas locales de energía distrital que aprovechan los residuos municipales y excedentes forestales para el aprovechamiento térmico de parte de las viviendas y edificaciones públicas y comerciales.

Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050

Representa una mayor penetración de acciones de eficiencia energética, habilitadas por la Ley de Eficiencia Energética, con medidas que conciernen importantes esfuerzos por reducir tanto las emisiones de contaminantes locales como de gases de efecto invernadero. Los combustibles fósiles logran ser desplazados por electricidad y/o tecnologías cero emisiones, principalmente en los usos térmicos más intensivos en energía, en la medida que las acciones impulsadas sean rentables en términos económicos.

Acelerando la Transición Energética

Se observan importantes ahorros de energía por la implementación de acciones de eficiencia energética, de la mano de la renovación y el aislamiento térmico de las construcciones residenciales, públicas y comerciales.

Los combustibles fósiles y la leña ineficientemente consumida logran ser desplazados por electricidad, hidrógeno y otros combustibles y tecnologías cero emisiones para prácticamente la mayoría de los usos más intensivos energía de estos sectores.

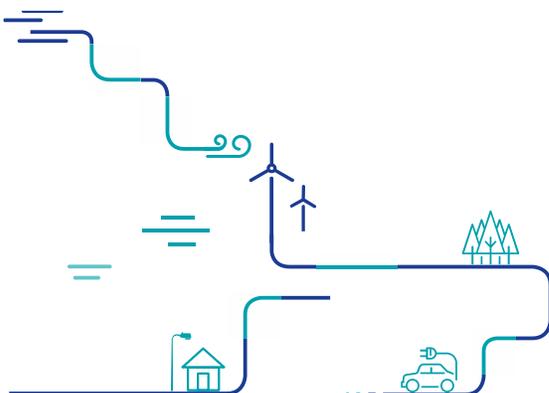
A nivel local se desarrollan iniciativas de energía distrital que aprovechan los residuos municipales, recursos geotérmicos y excedentes industriales para el aprovechamiento térmico de parte de las viviendas y edificaciones públicas y comerciales.



Se fomenta tempranamente la construcción de viviendas *Net Zero Energy*, se destaca una reducción significativa de los contaminantes locales en beneficio de la salud de las personas, motivado principalmente por un recambio completo en la matriz de calefacción residencial de las zonas urbanas del Centro y Sur de Chile.

3.3.4. Resumen de factores por escenario

Grupo	Factor	Recuperación	Carbono Neutralidad	Transición Acelerada	
Externos	Crecimiento económico	Bajo	Medio	Alto	
	Precio de combustibles fósiles	Bajo	Medio	Alto	
	Disminución de costos de tecnologías ERNC	Disminución lenta	Disminución media	Disminución rápida	
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI	NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN	
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana Disminuye uso a largo plazo	Disminución substancial uso de leña, la que queda es seca
		Calefacción distrital	Base	Medio	Alto
		Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
		Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings
	Precio al carbono	Bajo	Medio	Alto	
Nuevas tecnologías	Electromovilidad	Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad	
	Hidrógeno verde (H2V)	Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde	
	Almacenamiento en SEN	Medio	Alto	Alto+	
	Sistema energético + descentralizado /rol del usuario	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda	Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión inteligente EM Gestión climatización
		Producción de H2V	Antofagasta y Magallanes Bajo producción on-grid Exportación baja	Antofagasta y Magallanes Media producción on-grid Exportación media	Descentralización, con más puntos de producción en el país (Antofagasta-Valparaíso-Biobío-Magallanes) Alta producción on-grid Exportación optimista
	Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	No	Sí	Sí	
Eficiencia energética	Uso eficiente en CPR	Ley EE	Ley EE+	Ley EE + y Net zero buildings	
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería	Ley EE	Ley EE+	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices	
Operación del SEN	Uso del gas y diésel	Sin restricciones	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO2	
	Cierre de carboneras	Actual (2040)	Acelerado (2035)	+Acelerado (2030)	
Integración internacional	Importación/exportación de energía	Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos	



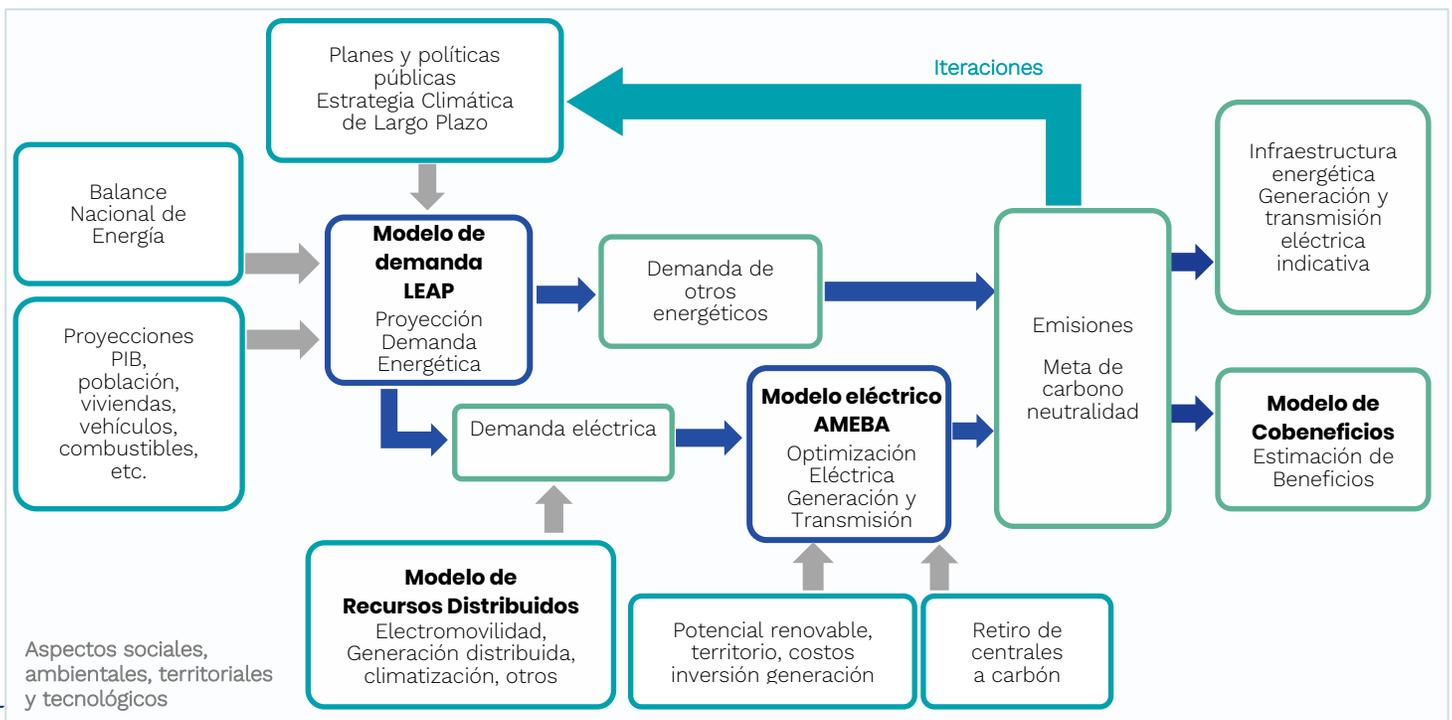
El sector energético

4. Proyectando los requerimientos de energía en el país

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo y a la permanente necesidad de evaluar políticas públicas en materia energética bajo diferentes aspectos de análisis, el Ministerio de Energía ha desarrollado una serie de herramientas y capacidades que permiten la construcción de escenarios energéticos de largo plazo.

4.1. Relación metodológica de los modelos de proyección

La construcción de los escenarios energéticos de largo plazo considera principalmente la operación de tres herramientas de simulación ejecutadas conforme al siguiente esquema:



4.1.1. Modelo de proyección de demanda energética

La herramienta utilizada para la construcción de escenarios de demanda energética de largo plazo corresponde al Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP)², el cual consiste en un software de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante la representación integrada de la demanda energética a través de la metodología bottom-up de cada una de las actividades económicas del país, de acuerdo a la estructura del Balance Nacional de Energía (BNE), presentando toda la información con una desagregación regional, considerando para ello los distintos usos finales de la energía en cada sector.

El modelo permite la representación de todas las fuentes energéticas del país, en conformidad con el BNE. La modelación permite que, a través de la proyección de los principales datos de actividad y variables socioeconómicas, sea posible la estimación de la demanda energética futura.

4.1.2. Modelo de optimización del sistema eléctrico

Las simulaciones computacionales que determinan los equilibrios de largo plazo que puedan darse en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se realizan en la plataforma AMEBA³.

AMEBA es una plataforma web de análisis de sistemas energéticos que cuenta con el estado del arte en cuanto a algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos⁴. Permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión) bajo el nuevo paradigma operativo de incorporación masiva de fuentes renovables y almacenamiento. AMEBA cuenta con distintas herramientas que facilitan las labores de modelación y análisis, entre las que destacan su encolador de proceso que permite el lanzamiento automático de simulaciones de forma ordenada y el servicio de datos en la nube que permite la conexión y uso de

² <https://www.energycommunity.org/>

³ Este software ha sido desarrollado por SPEC (www.spec.cl).

⁴ Más información en www.ameba.cloud



infraestructura en la nube para el uso de herramientas de Business Analytics de modo de automatizar y acelerar proceso de análisis de datos. AMEBA cuenta con una amplia plataforma de servidores en la nube que potencian el proceso de simulación, mediante la ejecución de múltiples simulaciones en paralelo que permiten reducir considerablemente los tiempos de simulación.

Los planes de obras de generación y los refuerzos de transmisión descritos a lo largo del presente informe, fueron determinados a través del modelo de optimización estocástica IN VX de la plataforma AMEBA. Este modelo resuelve de forma óptima un problema de planificación centralizada de largo plazo, el cual tiene por objetivo determinar las expansiones futuras tanto de la oferta de generación como de los refuerzos de transmisión necesarios, de manera de minimizar de forma conjunta el valor esperado de los costos de operación (costos de combustible y de falla) y de inversión (costos de capital y mantenimiento) del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo y tasa de actualización determinada. El modelo es capaz de reconocer endógenamente en su formulación, y de manera simultánea, las restricciones técnicas de la operación de las centrales eléctricas (como, por ejemplo, mínimos técnicos, requerimientos de reservas operativas, entre otros), el flujo de potencia en la red de transmisión considerando líneas AC y DC, los flujos de agua por cuencas hidrográficas para múltiples embalses, entre otros.

Esto puede resumirse en el siguiente problema de optimización:

Mínimo costo = Costos operativos + Costos de inversión + Costo de falla

Sujeto a:

- Restricciones técnicas de las instalaciones
- Restricciones operativas relativas a una operación segura del sistema eléctrico.
- Restricciones operativas asociadas a la operación de las cuencas hidrológicas.
- Restricciones de inversión.
- Trayectoria esperada de los niveles de los embalses.

en el cual:

- **Costos operativos:** incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.



- **Costos de inversión:** costos esperados de inversión y COMA (Costos de Operación, Mantenimiento y Administración) anualizados de la expansión en generación, almacenamiento y transmisión.
- **Costo de falla:** incluye el costo esperado por energía no servida, los déficits de seguridad del sistema y las restricciones energéticas.

AMEBA permite obtener el plan de expansión óptimo en términos económicos, compatible con aquellas complejidades técnicas de la operación del sistema, tanto de aquellas tecnologías disponibles a ser incorporadas a la matriz eléctrica como de las existentes, reconociendo sus ubicaciones a lo largo de la red y los costos de refuerzos de transmisión necesarios para su integración.

En términos de la representación de las cuencas hidrográficas, el modelo de embalses utilizado incluye rebalses y filtraciones, permite eliminar penalizaciones por vertimientos y el uso de afluentes ficticios. Asimismo, habilita la modelación de múltiples caminos de agua e individualización de turbinas, e incluso permite modelar tiempo de viaje del agua gestionada a lo largo de las cuencas. Según las consideraciones realizadas en el marco del presente proceso, las decisiones relativas al estado de acumulación del agua en los grandes embalses de generación eléctrica se realizan de forma mensual, con apertura hidrológica al inicio de cada año hidrológico, considerando como condición inicial el volumen esperado de cada embalse al inicio del año hidrológico.

Como resultado de la simulación computacional, AMEBA determina volúmenes de inversión por tecnología de generación eléctrica, áreas de desarrollo, ubicación y año, decidiendo a su vez en el despacho óptima de generación y el manejo del agua de los embalses para suplir la demanda eléctrica del sistema. Así mismo, AMEBA define los refuerzos del sistema de transmisión requerido para acomodar la nueva infraestructura de generación. Esto lo realiza a través del cálculo del costo total del sistema en valor presente (inversión, operación y falla) y su posterior minimización, bajo las restricciones eléctricas incorporadas en el modelo.

4.1.3. Modelo de recursos distribuidos

Se utiliza un modelo basado en agentes que permite estimar la adopción de las tecnologías vinculadas a generación distribuida en los sectores residencial,



comercial e industrial, respectivamente, utilizando paneles solares fotovoltaicos hacia el año 2050 en Chile. La herramienta de modelación considera que los factores más relevantes para la adopción individual por un agente de un sistema de generación distribuida corresponden a: periodo de payback de la inversión, ingreso económico del sector, influencia de comunicación entre los agentes y beneficios medioambientales.

Los modelos y herramientas utilizadas para la proyección de los vectores de oferta y demanda energética se estructuran de manera que el resultado obtenido es desarrollado a partir de una ejecución secuencial de los modelos, es decir: en primera instancia se estiman los volúmenes de energía eléctrica necesarios para la satisfacción de los usos energéticos finales de la actividad económica nacional (incluyendo el sector residencial), y una vez obtenida la demanda final de electricidad para todo el periodo de análisis, es este mismo vector el que es incorporado al modelo que optimiza la planificación eléctrica, tal cual se indica en la figura correspondiente a través de las conexiones a los distintos módulos de información.

4.2. Factores externos

4.2.1 Consumo Energético Histórico

Se utiliza el Balance Nacional de Energía para establecer la línea base en términos de consumo energético para cada uno de los sectores de la economía: industria, minería, transporte, comercial, público y residencial, con desagregación regional; y para cada fuente energética: electricidad, derivados del petróleo, gas natural, leña, entre otros.

4.2.2 Proyecciones de crecimiento de variables socioeconómicas y actividades productivas del país

Para las proyecciones de población, vivienda, transporte público y privado, producción minero-industrial (celulosa, cobre, hierro), entre otros, se utilizaron diversas fuentes de información como el INE, CASEN, SEC, y datos de otros servicios públicos. En el caso de niveles de actividad (o “drivers”) estos definen directa- o indirectamente- el requerimiento de energía de los distintos sectores.

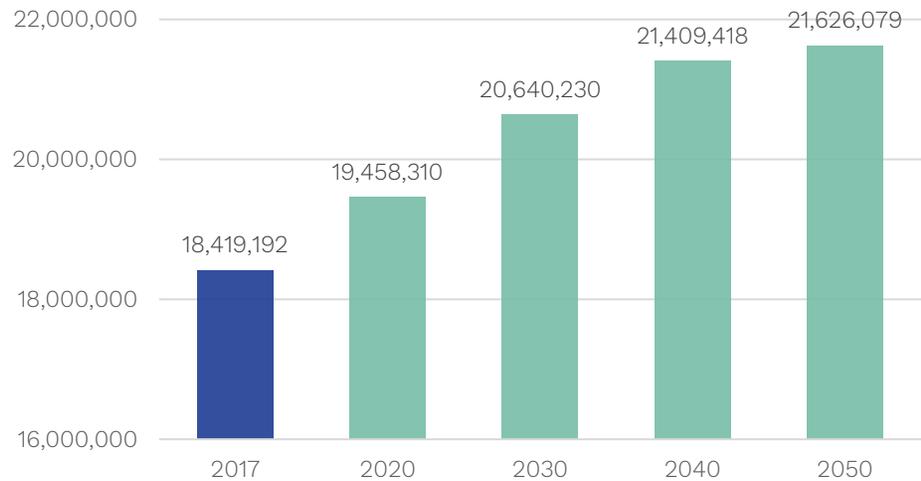


Actividad Económica	Niveles de actividad consideradas
Residencial	Población
Cobre	Producción de concentrado de cobre [t]
Hierro	Producción de hierro [t]
Salitre	Producción de nitrato [t]
Minas Varias	Producción total de minerales [t]
Papel y celulosa	Producción de celulosa [t]. La proyección considera restricciones de superficie por nuevos cultivos
Siderurgia	Producción de acero [t]. Se distinguen tecnologías BOF y EAF.
Cemento	Producción de cemento y clinker [t]
Azúcar	Producción de remolacha [t]
Pesca	Extracción y cultivo [t]
Petroquímica	Producción de metanol y etileno

El crecimiento de la población es uno de los principales determinantes de la evolución de las proyecciones energéticas. Se consideran las estadísticas del Instituto Nacional de Estadísticas, elaboradas a partir del último censo realizado. Entre el año 2017-2050, se presenta una tasa de crecimiento poblacional interanual promedio de 0,49%.



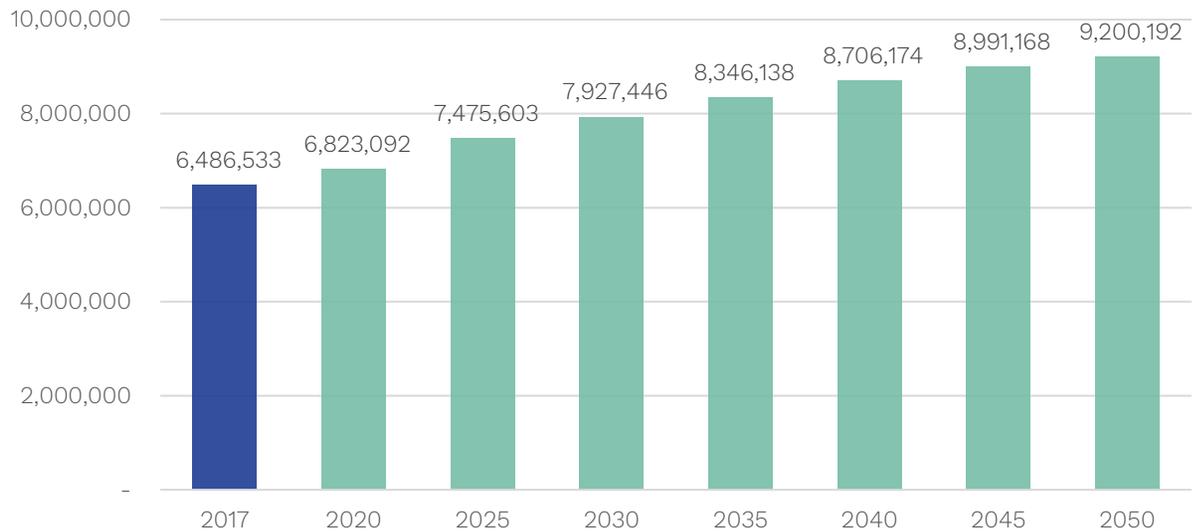
Proyección de población en territorio nacional



A partir de la proyección de habitantes a nivel nacional, distribuida regionalmente se establecen tanto el modelo de proyección de demanda energética, como una proyección de viviendas a nivel nacional que considera la tendencia histórica de tasa de habitantes por vivienda y la curva de crecimiento económico considerada en cada escenario energético. A continuación, como ejemplo, se presenta la proyección de viviendas para el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad.



Proyección de viviendas 2017-2050



4.2.3 Crecimiento Económico

El trabajo de simulación de escenarios energéticos de largo plazo presenta una proyección del crecimiento económico nacional para el periodo 2018-2060 acorde a cada escenario energético descrito en la sección 3.2 del presente informe.

La proyección del PIB fue realizada por la Dirección de Presupuestos (DIPRES), organismo dependiente del Ministerio de Hacienda, en base a un modelo estándar de crecimiento del producto, que considera una función de producción Cobb-Douglas. En ésta, el PIB depende de los factores productivos capital y trabajo (que se compone, a su vez, del empleo y capital humano), y de la productividad. Esto queda definido por la siguiente formulación:

$$Y_t = K_t^\alpha (A_t H_t)^{1-\alpha} = K_t^\alpha (A_t h_t L_t)^{1-\alpha}$$

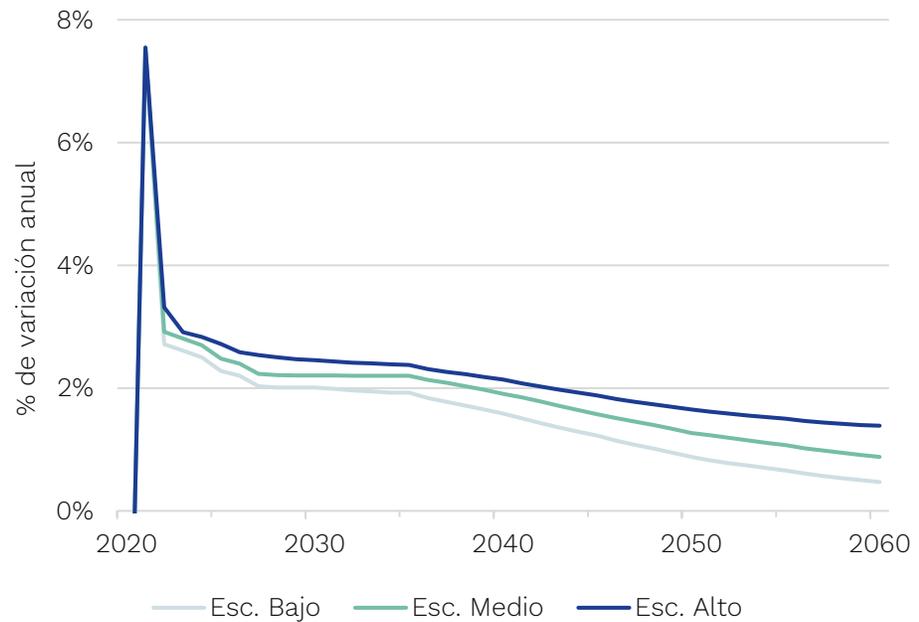
Donde el término Y denota el PIB, K el capital, A la productividad, h el capital humano y L el empleo. El parámetro α , en tanto, representa la participación del capital en el nivel de producción (PIB) y, en consecuencia, $1 - \alpha$



corresponde a la participación del trabajo en la producción.

De esta forma, el crecimiento del PIB estará determinado por el crecimiento de los cuatro factores antes mencionados.

Producto Interno Bruto



En la siguiente tabla se presentan las tasas de variación anual promedio de cada década para los escenarios elaborados:

Periodo	Esc. Bajo	Esc. Medio	Esc. Alto
2021-30	2.8%	3.0%	3.2%
2031-40	1.8%	2.1%	2.3%
2041-50	1.2%	1.6%	1.9%
2051-60	0.6%	1.0%	1.5%

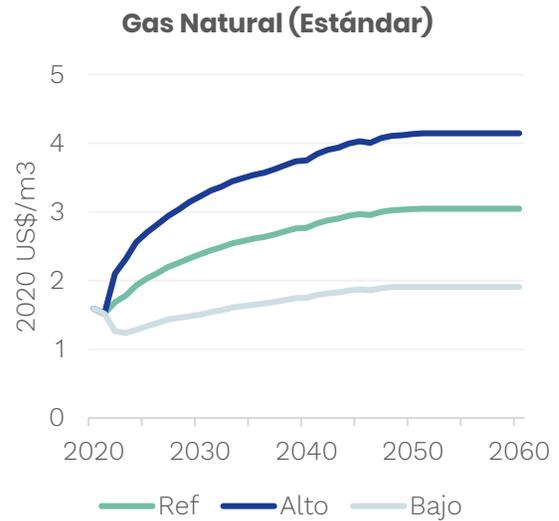
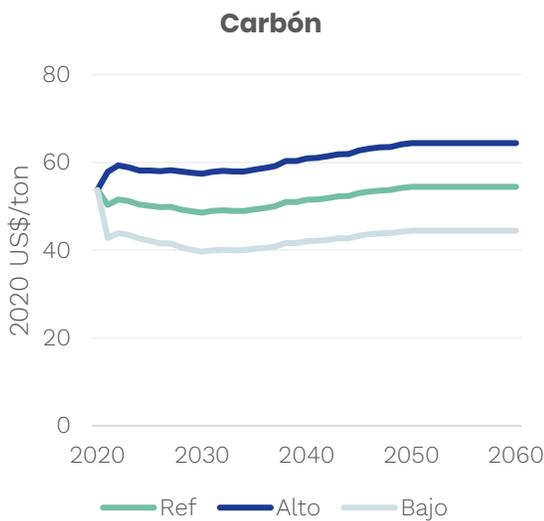


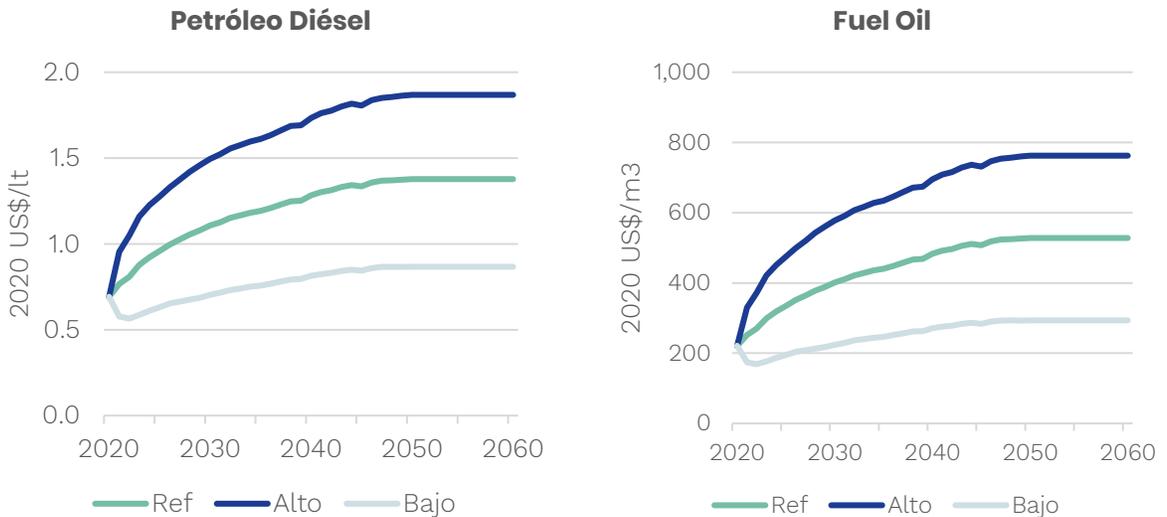
4.2.4 Precio de combustibles fósiles

Las proyecciones de los precios de combustibles fueron construidas en base a proyecciones nacionales e internacionales de diversas fuentes oficiales, entre las que se encuentran:

- Annual Energy Outlook 2021. Energy Information Agency (Department of Energy of USA).
- Commodity Markets 2020. World Bank.
- New Energy Outlook 2020. Bloomberg New Energy Finance.
- Informe Precio Nudo Promedio Fijación enero 2021. Comisión Nacional de Energía.

Las proyecciones fueron elaboradas a través de la metodología precio de paridad, a nivel de consumo final en Chile.





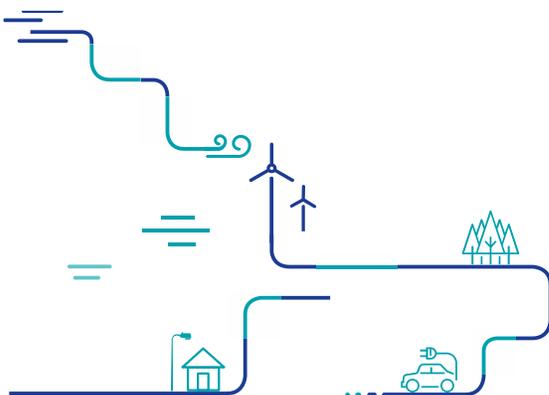
4.3. Balance Nacional de Energía

El Balance Nacional de Energía es un proceso anual fundamental del Ministerio de Energía, que recopila flujos de energía con el objetivo de contabilizar la oferta total de energía disponible en el país en un año calendario, y cuantificar cómo esta oferta fue consumida por los principales sectores de la economía nacional. La última edición disponible del Balance Nacional de Energía corresponde a la información energética consumida durante el año 2019.

El Balance Nacional de Energía se divide en tres grandes partes que representan el proceso desde la 1) obtención de las materias energéticas primas, 2) su transformación y finalmente 3) su uso; dichas partes corresponden a la matriz primaria, los centros de transformación y los consumos finales, respectivamente.



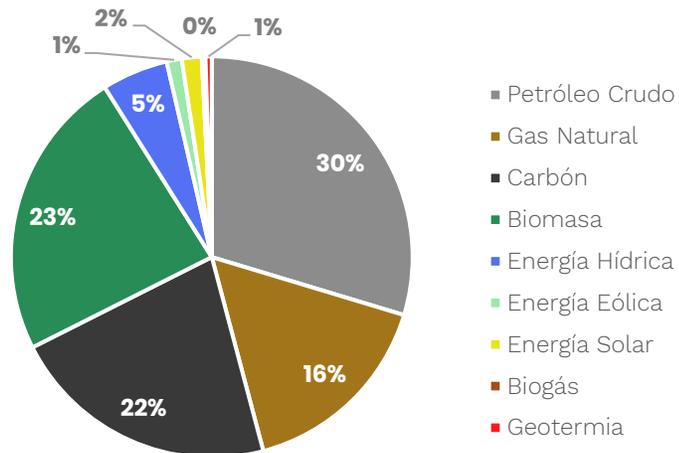
Balance Nacional de
Energía
Ministerio de Energía



4.3.1. Matriz energética primaria

En el año 2019, la matriz energética primaria en Chile fue de 345.647 teracalorías (Tcal), en la cual los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) representaron 68% del total, destacándose además la participación de 23% de biomasa. Como país tenemos el gran desafío de descarbonizar la economía completa, permitiendo que las energías renovables y la eficiencia energética puedan acercarse a los distintos sectores.

**Matriz energética primaria
Año 2019**



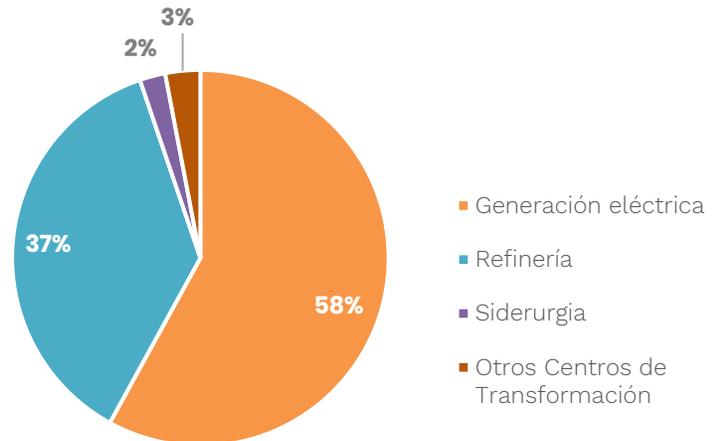
4.3.2. Consumo en centros de transformación

La matriz de consumo en centros de transformación representa todos aquellos consumos de energía, primarios y secundarios, utilizados con fines de transformación directa a otros energéticos para fines específicos. Los principales centros de transformación en el país corresponden a la generación eléctrica, la refinación, la siderurgia (compuesta a su vez por hornos de coque y altos hornos), y la actividad de producción de metanol a partir de gas natural.

En el transcurso del 2019 los centros de transformación procesaron 293.525 Tcal, cifra 4% mayor a la energía consumida para tales fines en 2018. La generación eléctrica constituye el principal centro de transformación con una representación de 57%, seguida por la refinación de petróleo con 37%.



Consumo en centros de transformación Año 2019



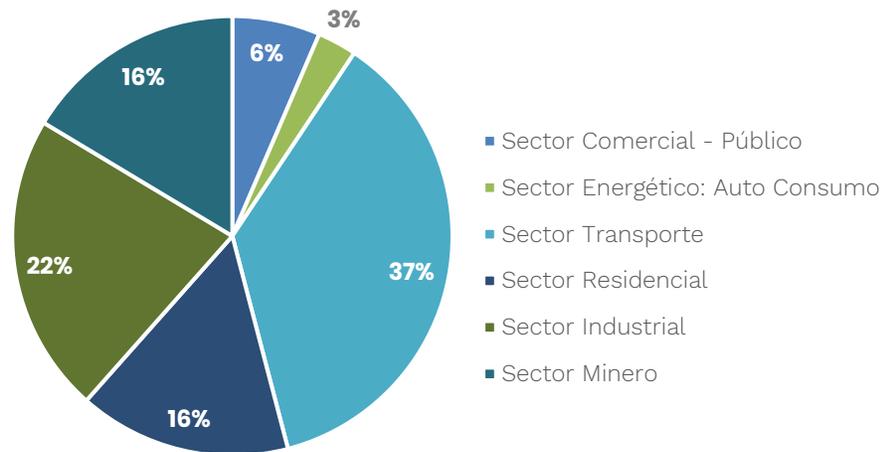
4.3.3. Consumo final de energía

El consumo final de energía es representado a través de la matriz de energía secundaria, y corresponde a la energía destinada a los sectores consumidores de la economía nacional, tanto para uso energético como no energético. El Consumo Final de energía en el año 2019 fue de 301.629 Tcal, un 0,2% más que en el 2018, donde se alcanzaron las 301.168 Tcal.

Los derivados de petróleo y la electricidad son los principales componentes de la matriz secundaria chilena debido a su uso transversal en todos los sectores económicos. En cuanto al consumo sectorial, los sectores de Transporte e Industria consumen la gran parte de la energía en Chile, sumando ambos el 59% del total



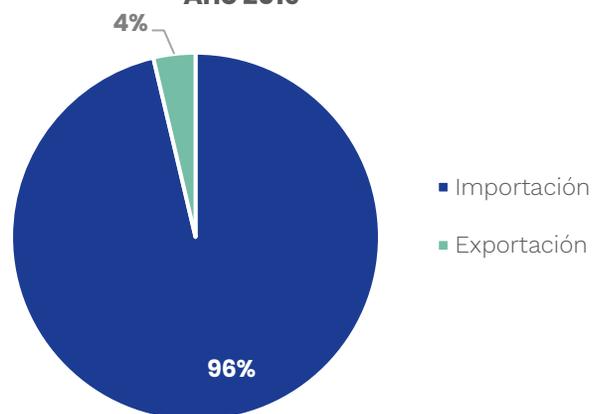
Consumo final de energía Año 2019



4.3.4. Procedencia y destino de nuestros energéticos

Finalmente cabe destacar que el 91% de nuestra oferta primaria de energía se cubre por exportaciones. A su vez, el nivel de exportaciones e importaciones energéticas de nuestro país tiene una proporción de 96% y 4%, respectivamente.

Exportación e importación de energía Año 2019



4.4. Medidas por sectores de la economía

La construcción de escenarios energéticos de manera participativa se realizó en base a factores llamados modificables, los cuales fueron agrupados de acuerdo con sus distintos ámbitos o impactos, y que siguen distintas tendencias de acuerdo con el escenario en el cual se sitúan. Estos 20 factores trabajados, deben ser incluidos en el modelo LEAP. Esto se realiza a través de la incorporación de más de 50 medidas y acciones, que tienen distintos impactos sobre la demanda energética, emisiones globales (esto es, de gases de efecto invernadero) y locales (de material particulado, entre otros). Es decir, las agrupaciones de factores se desglosan en factores específicos con distintas tendencias para cada escenario, y luego cada uno de estos factores es caracterizado en el modelo LEAP a través de diversas medidas y acciones. Cabe mencionar que la construcción de éstas considera una extensa revisión de la coherencia y consistencia de las medidas en la modelación, esto es, en cuanto a la coexistencia de acciones y medidas que afectan una misma demanda, que pudiesen resultar en, por ejemplo, un sobredimensionamiento de los resultados de eficiencia energética o respecto a la mitigación de GEI.

A continuación, se describen cada una de las medidas y acciones simuladas en los escenarios en el modelo de proyección de demanda (LEAP), con los niveles de penetración respectivos. Esta sección no considera las medidas del sector eléctrico, que son simuladas en el modelo de planificación y operación del sistema eléctrico (AMEBA).

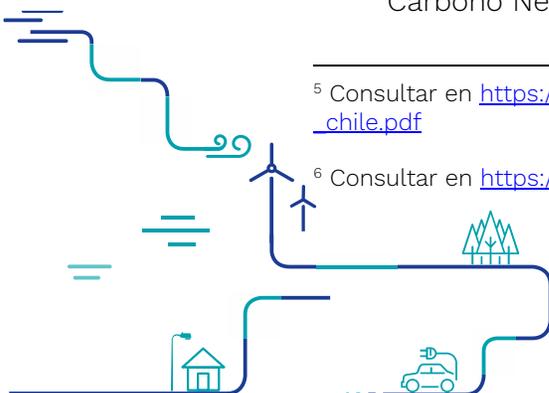
4.4.1. Industria y minería

En el sector industria y minería las medidas de mitigación y acciones tienen como base la reciente ley de eficiencia energética en cuanto a los sistemas de gestión de energía (SGE), y también considera otras iniciativas del Ministerio de Energía como son la Estrategia Nacional de Hidrógeno (2020)⁵ y la Estrategia Nacional de Frío y Calor (2021)⁶.

Existen grandes transformaciones tecnológicas en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad y Acelerando la Transición, específicamente en cuanto al

⁵ Consultar en https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

⁶ Consultar en <https://caloryfrio.minenergia.cl/>



uso de hidrógeno verde en usos motrices, alcanzando hasta un 97% de participación en la minería del cobre y 92% en industrias varias al 2050. El sector además es altamente electrificado en todos los escenarios, alcanzando un 53% de electrificación de usos motrices en minería del cobre en el escenario Recuperación Post Covid.

MEDIDA		RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Estándares de eficiencia en motores		Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) más exigentes en 2025 y 2035.		
Sistemas de gestión de energía (SGE) en grandes consumidores		Ahorro anual por SGE: 1.9% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0.6% desde el año 21	Ahorro anual por SGE: 2.8% los primeros 6 años de implementación, 1% entre el año 7 y el año 20, 0.6% desde el año 21 en adelante	
ERNC en procesos térmicos		13% participación de energía solar en uso térmico de papel y celulosa, industrias varias, cemento, azúcar, siderurgia, minas varias al 2050		
Hidrógeno verde	Procesos térmicos	9% participación en industrias varias al 2050		
	Usos Motrices	Industria	n/a	10% participación al 2050
		Minería	97% minería del cobre y 65% minas varias al 2050	
Electrificación	Usos Motrices	Industria	n/a	92% en industrias varias al 2050
		Minería	21% participación minas varias, 53% minería cobre	35% participación en minas varias, 3% minería cobre
	Usos Térmicos	Industria	7% en industrias varias 28% papel y celulosa (PyC)	28% usos térmicos en industrias varias y PyC
		Minería	28% en minas varias y ~72% en minería cobre (fundición)	



4.4.2. Comercial y público

El sector comercial y público cuentan con la menor cantidad de acciones y medidas de mitigación, esto se debe en parte a la dificultad de modelar medidas en estos sectores, y por otro debido a la falta de información detallada a nivel de consumos en el sector. Se simulan entonces algunas acciones que tienen relación con programas de eficiencia energética en el sector público, en donde se han podido identificar los consumos energéticos. Sin embargo, como se verá más adelante, estas medidas no estarían resultando en cambios relevantes en la demanda energética de estos subsectores.

MEDIDA	RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Eficiencia energética en luminarias públicas	Se reemplazan 8.000 unidades al año		Se reemplazan 18.000 unidades al año
Programa Eficiencia Energética Edificios Públicos	Se reacondicionan 5 edificios públicos al año	Se reacondicionan 15 edificios públicos al año	
Programa de Eficiencia Energética en Hospitales	Se reacondicionan 5 hospitales al año.		Se reacondicionan 5 hospitales al año.
Electrificación de la calefacción en malls	n/a	100% uso electricidad para calefacción al 2050	
Electrificación usos motrices en sector Otros	50% participación en usos motrices de comercio	55% participación en usos motrices de comercio	60% participación en usos motrices de comercio



4.4.3. Residencial

El sector residencial cuenta con una serie de medidas relacionadas a introducir energías renovables en las viviendas, reducir la demanda energética de los hogares a través de mejoras en estándares de artefactos y mejoras en aislación térmica, recambio de métodos de calefacción hacia tecnologías menos contaminantes, y electrificación de consumos.

Los niveles de penetración planteados para las medidas representan una transformación energética importante para este sector. Resaltan los esfuerzos que se realizan en cada escenario en cuanto a la envolvente térmica de las viviendas, planteando incluso un volumen importante de construcción de viviendas con estándar Net Zero⁷ en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad y Acelerando la Transición Energética. Los niveles de penetración de las medidas planteadas están basados principalmente en las metas planteadas en la Estrategia Nacional de Huella de Carbono en la Construcción del Ministerio de Vivienda y Urbanismo⁸, la Estrategia Climática de Largo Plazo del Ministerio de Medio Ambiente⁹, y la actualización de la Política Energética Nacional del Ministerio de Energía¹⁰.

Dentro de las medidas de calefacción se considera en todos los escenarios el uso exclusivo de leña seca a nivel urbano en el mediano plazo, y a nivel nacional en el largo plazo, lo cual va en línea con el proyecto de ley de biocombustibles sólidos que lidera el Ministerio de Energía¹¹. También se incluye una importante electrificación de consumos de calefacción en el largo plazo en todos los escenarios, en línea con el Programa Recambia tú Calor¹² y apalancado por las mejoras en las envolventes térmicas del parque de viviendas a nivel nacional. Un cambio tecnológico en este ámbito es la incorporación de geotermia para

⁷ Se entiende por *Net Zero Building* una edificación de consumo de energía neta cero, que durante su ciclo de vida (producción, construcción, operación, fin de vida útil), logra minimizar sus emisiones de carbono incorporado y compensar cualquier saldo carbono restante. Sin embargo, para efectos de la modelación LEAP aquí realizado, se considera *Net Zero Building* aquella vivienda que alcanza un 75% de ahorro de la demanda total, descontando el ahorro del estándar de construcción.

⁸ <https://participacionciudadana.minvu.gob.cl/consultas-ciudadanas-virtuales/consulta-p%C3%BAblica-estrategia-nacional-de-huella-de-carbono-en-la>

⁹ <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>

¹⁰ <https://energia.gob.cl/energia2050>

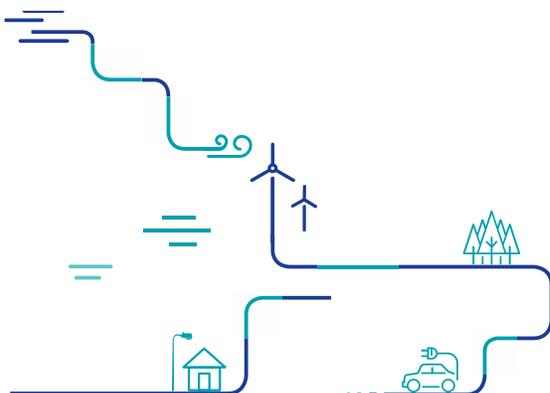
¹¹ <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-celebra-aprobacion-de-nueva-regulacion-para-uso-de-la-leña-como-combustible-domiciliario-certificado>

¹² <https://www.recambiatu calor.cl/>



usos de calefacción, que en el escenario Acelerando la Transición Energética alcanza 6% de participación en hogares tipo casa al año 2050 a nivel nacional. Cabe mencionar que a la fecha está pendiente la incorporación de calefacción distrital en los distintos escenarios energéticos.

MEDIDA		RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Sistemas solares térmicos (SST) para agua caliente sanitaria (ACS)		8.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050	12.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050	20.000 SSTs al año a partir del 2022 y hasta el 2050
Estándares mínimos para refrigeradores		Se implementan estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS)		
Medidas de etiquetado de artefactos		Se reduce consumo promedio de artefactos al 1% adicional		
Envolvente térmica de viviendas	Reglamentación térmica (RT)	Nueva RT en 2022	Nueva RT en 2022. Se actualiza y mejora en 2031	Nueva RT en 2022. Se actualiza y mejora en 2031 y 2041
	Reacondicionamiento térmico	Subsidios: 10.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050	Subsidios: 20.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050 Créditos: 20.000 viviendas al año hasta el 2050	Subsidios: 30.000 viviendas al año a partir del 2022 hasta el 2050 Créditos: 30.000 viviendas al año hasta el 2050
	Calificación energética nuevas viviendas	A+ 5%; A 15%; B 25%; C 30%; D 20% & E 5%.	A+ 5%; A 10%; B 35%; C 40%; D 10% & E 0%.	A+ 5%; A 35%; B 35%; C 20%; D 5% & E 0%
Net Zero Buildings		n/a	Se construyen 450.000 viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050	Se construyen 900.000 viviendas con estándar Net Zero entre 2041-2050
Recambio a leña seca		100% a nivel urbano al 2030 y 100% a nivel nacional al 2050		
Electrificación de consumos	Calefacción	48% viviendas (casas y departamentos) al 2050	56% viviendas (casas y departamentos) al 2050	
	Cocción	Se alcanza 10% de participación al 2050		14% participación al 2050
	ACS	Se alcanza 17% de participación al 2050		30% participación al 2050
Geotermia para calefacción		n/a	1% participación en hogares tipo casa al 2050	6% participación en hogares tipo casa al 2050



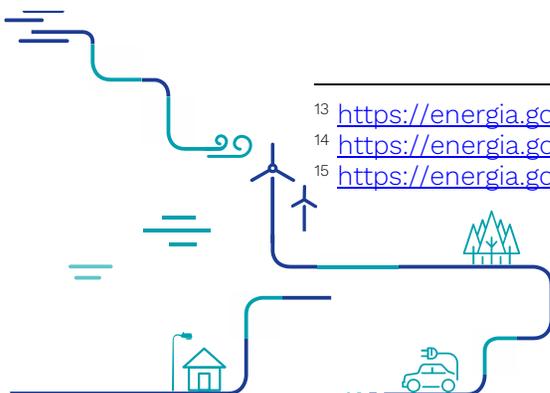
4.4.4. Transporte

Las medidas del sector transporte se centran en tres aspectos principales: electromovilidad en vehículos particulares y transporte público, implementación de estándares de rendimiento energético en distintos segmentos de vehículos, y uso de hidrógeno verde en reemplazo del diésel en tractocamiones y vuelos comerciales a nivel nacional.

En cuanto a las medidas de electromovilidad, se tiene como base cumplir las metas de la Estrategia de Electromovilidad¹³. Sin embargo, dicha estrategia está actualmente siendo actualizada, y existen otros instrumentos que han establecido hitos y metas más ambiciosas, como el trabajo de carbono neutralidad del año 2019¹⁴, la ECLP, y la actualización de la Política Energética Nacional. Estos se han tomado como insumos para definir los niveles de penetración en escenarios más ambiciosos.

La ley de eficiencia energética (LEE) busca promover la renovación del parque con vehículos más eficientes, con énfasis en aquellos de propulsión eléctrica. Para esto la LEE mandata la fijación de estándares de eficiencia energética para el parque de vehículos nuevos¹⁵.

Por último, se introduce el uso de hidrógeno verde en el segmento de camiones pesados, con altos niveles de penetración en todos los escenarios, alcanzando hasta un 84% al año 2050. Además, en el escenario Acelerando la Transición se introduce una medida en el sector transporte aéreo, en donde el hidrógeno verde supliría casi el 80% suministro energético de vuelos comerciales nacionales al año 2050.



¹³ <https://energia.gob.cl/electromovilidad/orientaciones-de-politicas-publicas>

¹⁴ <https://energia.gob.cl/pelp/cambio-climatico-y-calidad-del-aire>

¹⁵ <https://energia.gob.cl/ley-y-plan-de-eficiencia-energetica>

MEDIDA		RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Electromovilidad	Transporte público urbano	100% buses eléctricos al 2045 ¹⁶		
	Taxis	100% parque eléctrico al 2046	100% parque eléctrico al 2038	
	Vehículos livianos	100% venta vehículos cero emisiones al 2050 40% participación vehículos eléctricos al 2050	100% venta vehículos cero emisiones al 2040 60% participación vehículos eléctricos al 2050	100% venta vehículos cero emisiones al 2035 60% participación vehículos eléctricos al 2050
	Vehículos Medianos			100% venta vehículos cero emisiones al 2030 70% eléctricos medianos al 2050
	Transformación de vehículos livianos a VEs	n/a	Reemplazo de 15% stock vehículos convencionales a vehículos eléctricos (VE) al 2035	Reemplazo de 20% stock vehículos convencionales a vehículos eléctricos (VE) al 2035
Estándares de rendimiento energético	Vehículos livianos	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge 2040 34,8 km/lge 2050 39,6 km/lge	2024 22,5 km/lge 2027 27,3 km/lge 2030 28,9 km/lge 2040 39,6 km/lge
	Vehículos medianos	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge 2040 25,0 km/lge 2050 30,0 km/lge	2025 15,2 km/lge 2028 18,5 km/lge 2031 20,0 km/lge 2040 30,0 km/lge
	Vehículos pesados (tractocamiones)	Mejorar un 40% (equivalente a reducir el consumo 27%) el rendimiento a partir de 2030		
Hidrógeno verde	Vehículos pesados (tractocamiones)	50% del parque al 2050	84% del parque es propulsado al 2050 100% ventas cero y baja emisión al 2045	
	Transporte aéreo comercial	n/a		Participación de 78% en suministro energético en vuelos nacionales
Infraestructura de Bicicleta		n/a	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 6% del transporte urbano	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 10% del transporte urbano

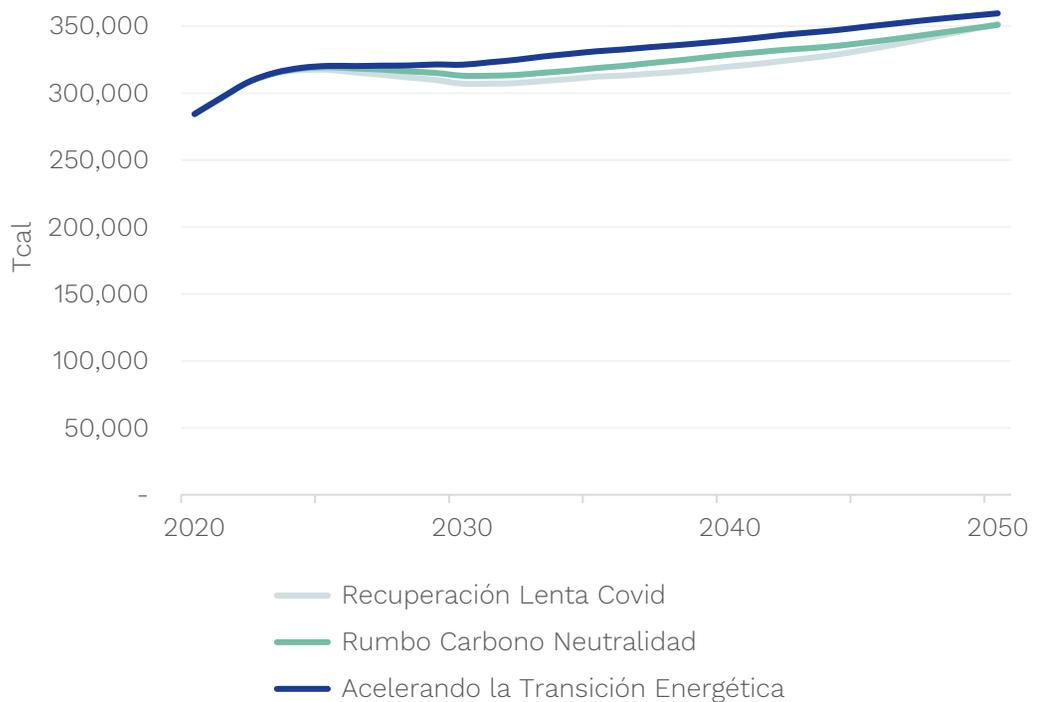
¹⁶ Valor preliminar, se ajustará en siguiente informe hasta alcanzar un 100% transporte eléctrico urbano al 2040 como base para todos los escenarios.

4.5. Proyecciones energéticas

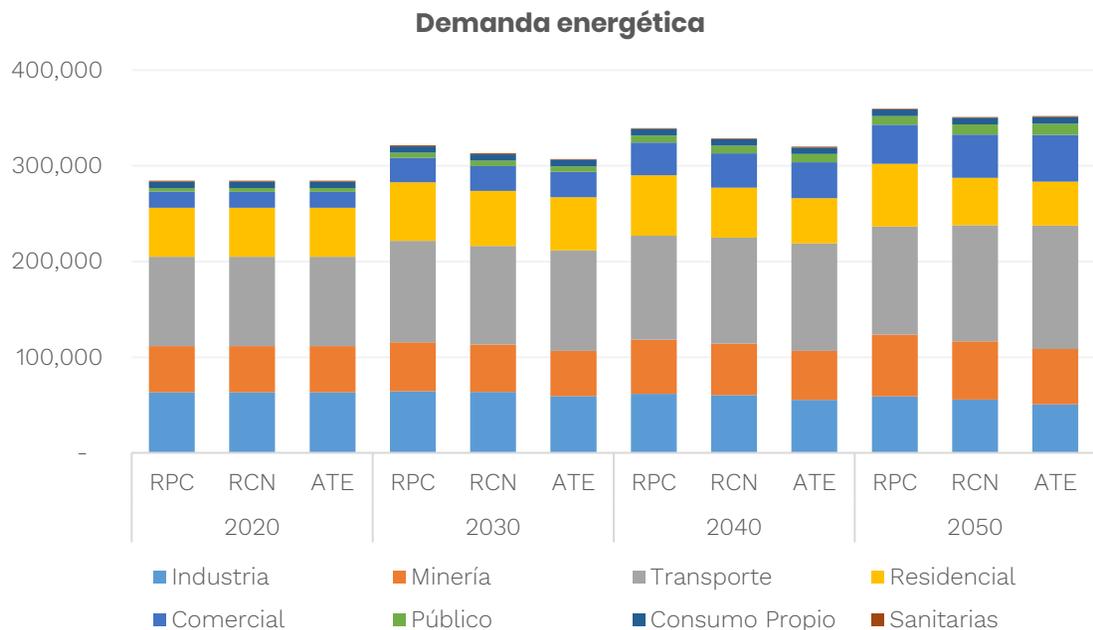
4.5.1. Demanda energética

La demanda energética nacional concentra la demanda energética de parte de todas las actividades económicas (industria, minería, transporte, comercio, sector público y sector residencial) establecidas en territorio nacional. Dos de los principales determinantes de la demanda energética, corresponden a la cantidad de habitantes y a las perspectivas de crecimiento económico.

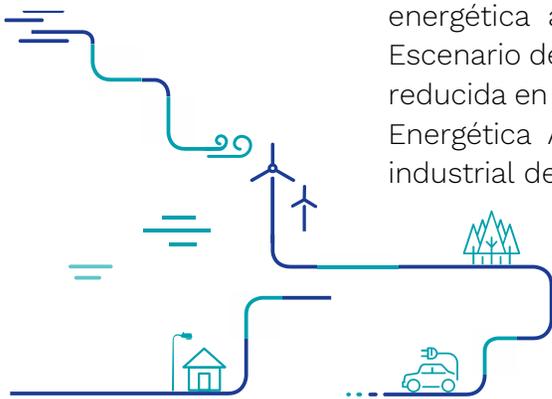
Como se presentó en una sección anterior, ambas variables presentan un crecimiento constante en el periodo comprendido entre los años 2020 y 2050. Es por ello que se espera un crecimiento significativo en la demanda energética de todos los escenarios energéticos de largo plazo construidos.



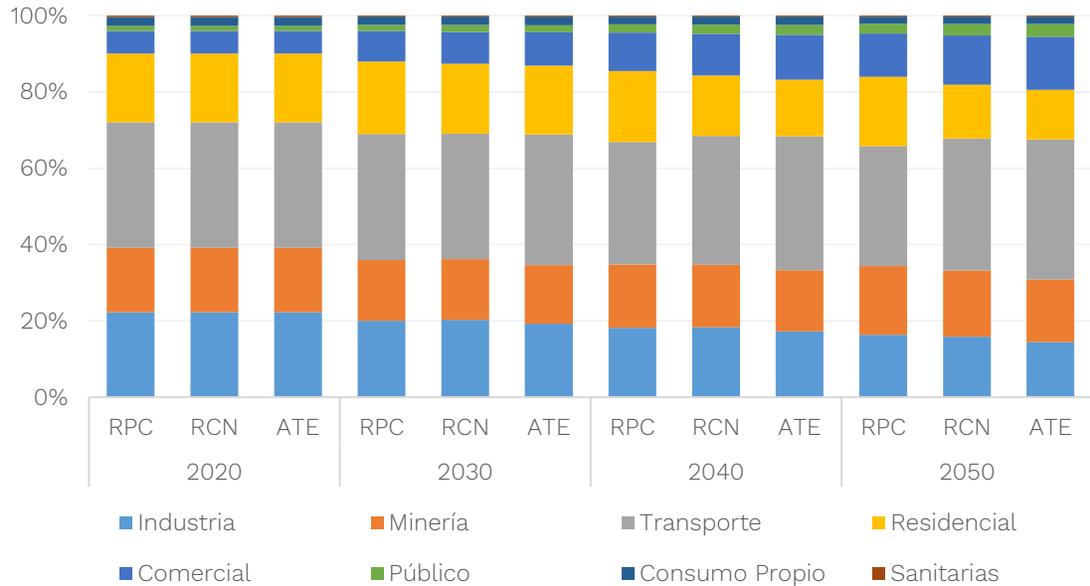
Se espera un crecimiento de la demanda energética nacional al año 2050 en un rango entre un 23% y 26% respecto al año 2020, dependiendo del escenario energético. Crecimiento explicado principalmente por la evolución de la demanda energética del sector transporte, que representa en la actualidad más del 33% de la demanda energética nacional, presenta tasas de crecimiento al año 2050 que varían entre 21% y 38% según el escenario energético respecto al 2020.



La magnitud del crecimiento de la demanda energética a nivel nacional esconde el desempeño sectorial de cada uno de los sectores económicos, los cuales no siempre presentan una tendencia de crecimiento en su consumo similar a la del agregado nacional, motivados por las distintas perspectivas de comportamiento energético y evolución de cada sector, sumado a los esfuerzos de eficiencia energética y mitigación de gases de efecto invernadero que se están considerando en cada uno de los sectores económicos. Destaca por ejemplo el sector industrial, el cual presenta decrecimiento en su demanda energética al 2050 respecto al año 2020 en todos los escenarios. En el Escenario de Recuperación Económica Lenta la industria reporta una demanda reducida en un 7% respecto al 2020, mientras que en el escenario de Transición Energética Acelerada se observa una reducción de la demanda energética industrial de un 20%.

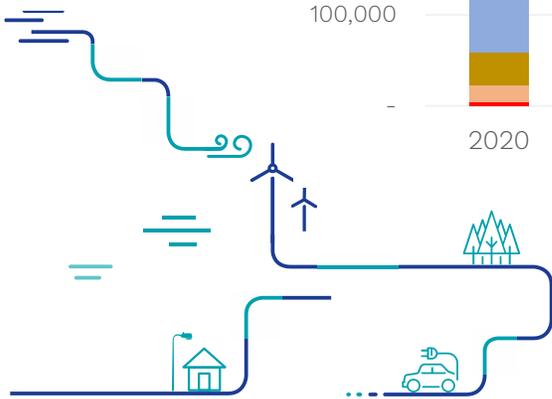
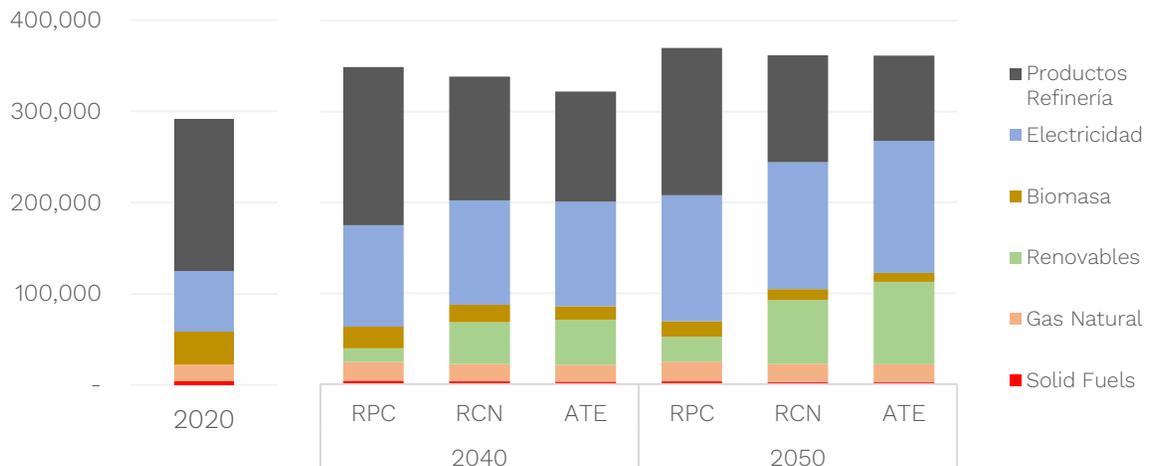


Demanda energética - Participación sectorial



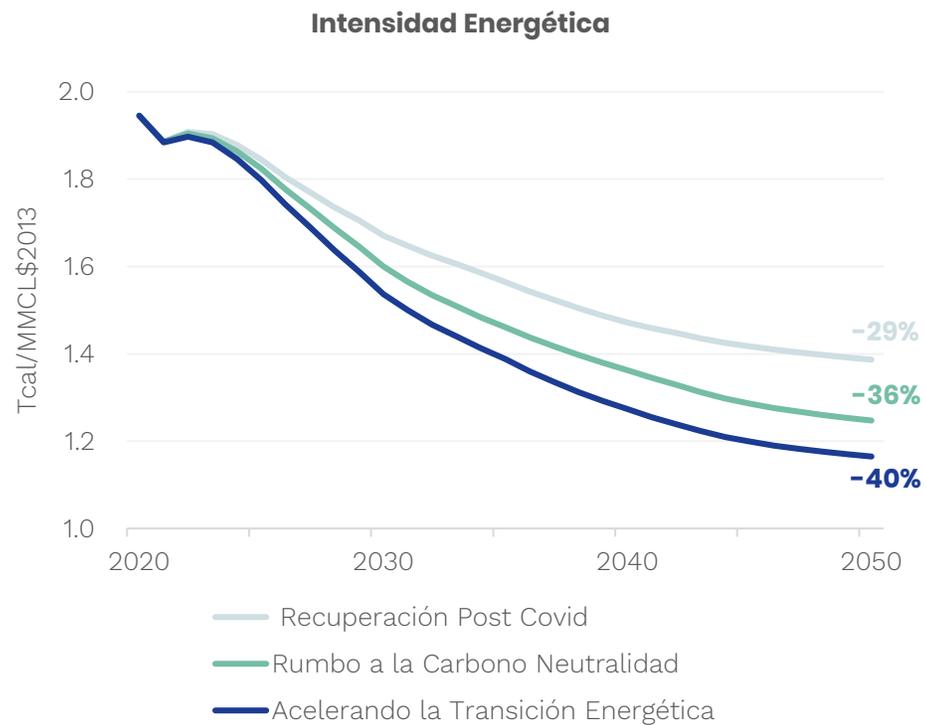
En cuanto a la demanda por tipo de energéticos es relevante destacar que la demanda final por renovables en el sector energético (sin considerar energías renovables del sector eléctrico) crece en términos absolutos de demanda 700 y hasta 900 veces al año 2050 en el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad y Transición Acelerada respectivamente.

Demanda por Energético (TcaI)

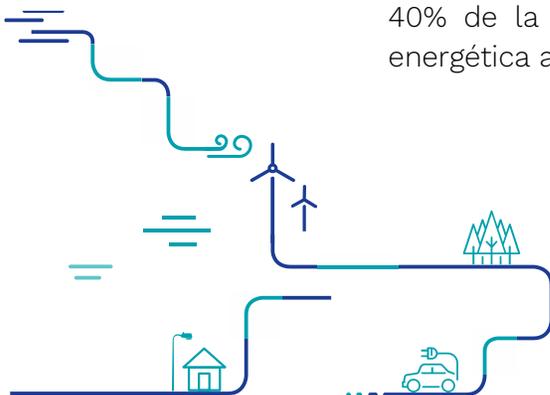


4.5.2. Intensidad energética

En el análisis del desempeño energético de una economía uno de los principales indicadores cuantitativos corresponde a la intensidad energética. La Intensidad Energética mide la relación entre el uso o demanda de energía y el Producto Interno Bruto. Dado a que cada uno de los escenarios energéticos diseñados consideran un conjunto heterogéneo de esfuerzos asociados a eficiencia energética, mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero y reducción de la contaminación local se ha construido dicho indicador para cada escenario.



A partir de las proyecciones de largo plazo de demanda energética resultantes de cada escenario, se tiene que la intensidad energética se reduce en todos los escenarios. Logrando al 2050 una reducción de 30% de la intensidad energética obtenida para el escenario de recuperación lenta, y hasta una reducción de 40% de la intensidad energética obtenida para el escenario de transición energética acelerada.



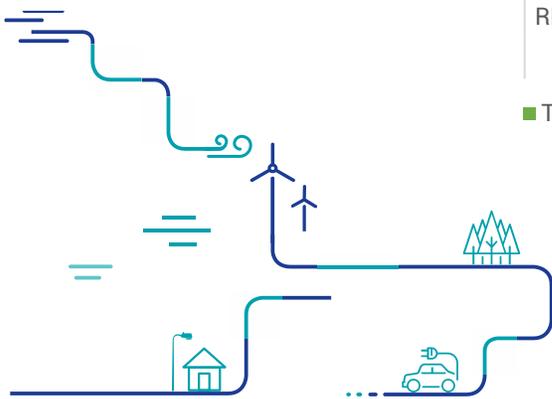
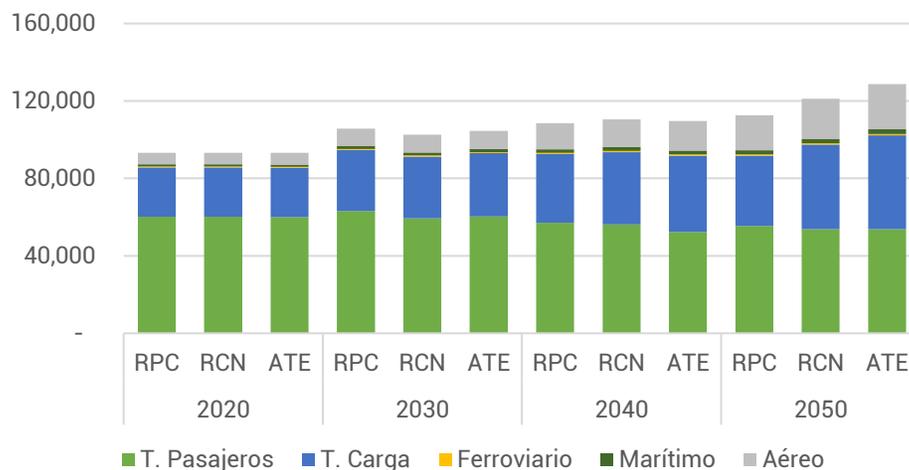
Intensidad Energética (Tcal/MMCL\$2013)				
ESCENARIO	2020	2030	2040	2050
Recuperación Post Covid	1.9	1.7	1.5	1.4
Rumbo a la Carbono Neutralidad	1.9	1.6	1.4	1.2
Acelerando la Transición Energética	1.9	1.5	1.3	1.2

4.5.3. Sector transporte

La demanda energética del sector transporte, comprendido como el transporte terrestre de pasajeros, transporte de carga, transporte ferroviario, marítimo y aéreo, crece en todos los escenarios al año 2050, sin embargo, es solo en la última década del 2040-2050 en donde los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) y Acelerando la Transición Energética (ATE) alcanzan un aumento que logra diferenciar en mayor medida las demandas finales de los escenarios. La demanda al año 2020 comienza en torno ~93,000Tcal totales para el sector transporte, y se multiplica entre 1,2 y 1,4 veces al año 2050.

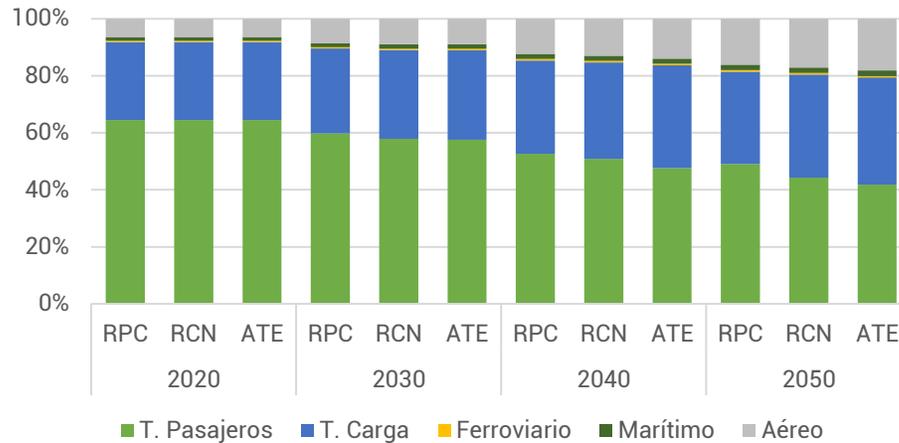
La demanda por transporte de pasajeros logra reducirse en todos los escenarios al año 2050, sin embargo, el transporte de carga y el sector aéreo aumentan de manera considerable, creciendo ~2 y ~4 veces al año 2050 respectivamente.

Demanda Energética Sector Transporte (Tcal)



Se observan cambios relevantes en cuanto a la participación del transporte terrestre, que pasa de ~65% al 2020 a ~40% en el 2050 en el escenario Acelerando la Transición (ATE), y transporte aéreo, que pasa de ~5% a ~20% desde el año 2020 al 2050 en el mismo escenario mencionado.

Transporte - Participación en demanda energética

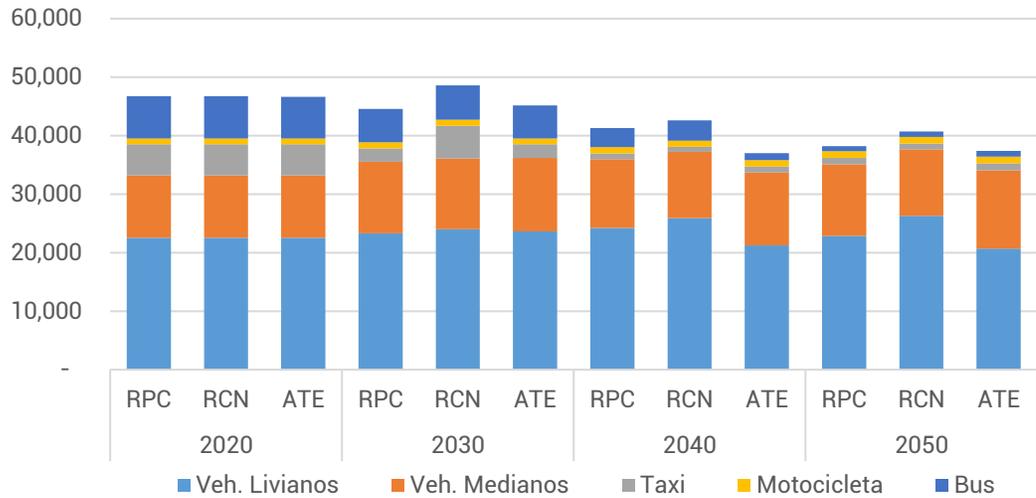


Transporte terrestre y de pasajeros

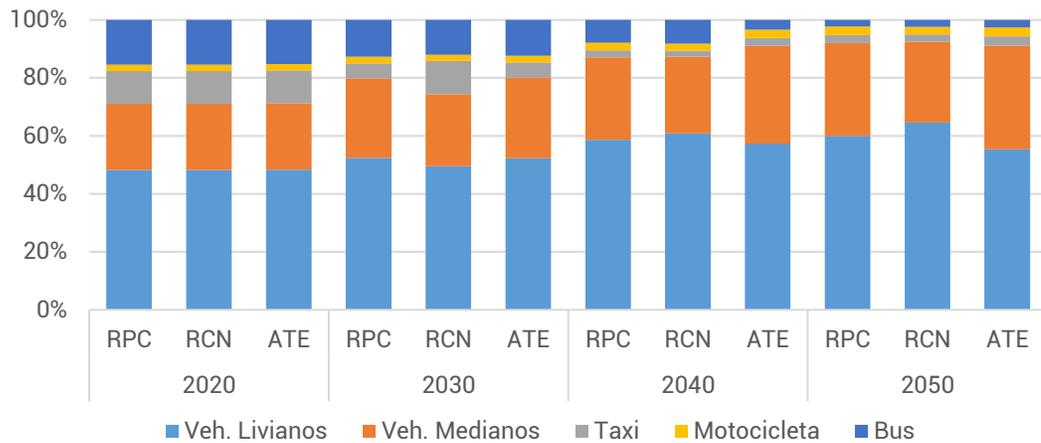
La demanda energética total del transporte terrestre y de pasajeros disminuye en todos los escenarios al largo plazo en torno a 10-20% en relación con el inicio del periodo. Se observan más grandes reducciones en la demanda de buses y taxis, que logran electrificarse por completo al año 2040 en algunos escenarios.



Demanda Energética - Transporte Terrestre (Tcal)



Demanda Energética



Distribución regional de la demanda energética para Transporte

Será determinante también analizar la distribución regional de la demanda energética futura asociada a cada escenario energético. En las siguientes figuras se aprecia la demanda energética por transporte (demanda energética por conceptos de transporte terrestre, ferroviario, marítimo nacional, y aéreo nacional) al año 2050 distribuida a nivel regional. Las tres regiones de mayor demanda en transporte suman prácticamente el 50% del total demandado, destacándose con holgura la Región Metropolitana, que por sí sola representa el 32% de los usos energéticos para transporte en el escenario de Recuperación, llegando hasta un 30% en el Escenario de Transición Acelerada, al 2050. Le sigue a la Metropolitana, la región de Antofagasta cuya participación se mueve en el rango 9-10%, y, en tercer lugar, la región compuesta por Biobío-Ñuble, que representa un 8% de la demanda por transporte.

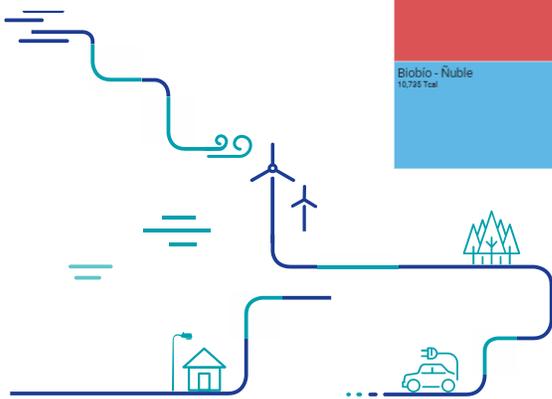
Demanda regional de sector Transporte al 2050. Esc. Recuperación



Demanda regional de sector Transporte al 2050. Esc. Rumbo a la Carbono Neutralidad



Demanda regional de sector Transporte al 2050. Esc. Transición Acelerada



4.5.4. Sector residencial y calefacción de viviendas

La construcción de escenarios energéticos en el sector residencial consta de grandes transformaciones en cuanto a la calidad térmica de las viviendas, tanto existentes como construcciones nuevas, considerando importante cantidad de edificaciones con estándar net zero al año 2050. A su vez, se plantean importantes cambios en cuanto al uso de tecnologías de calefacción. Estas transformaciones son visibles en los resultados de demanda energética de los tres escenarios.

Todos los escenarios aumentan su demanda energética para calefacción en viviendas hasta el año 2025, posterior a ese año la demanda cae continuamente, produciéndose la caída más pronunciada en el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE). Al año 2030 los tres escenarios manejan una demanda por calefacción muy similar, que se mueve entre 21,988 Tcal y 26,920 Tcal. La composición de la matriz de calefacción también es muy similar, en donde la leña y biomasa aún alcanza un 60% de participación, sin embargo, todos los escenarios ya han aumentado drásticamente su consumo de electricidad para calefacción a esta fecha (sobre 1000% con respecto a la demanda del año 2020).

Al año 2050 el escenario Recuperación Post Covid (RPC) no ha logrado reducir de manera relevante su demanda para calefacción en viviendas, alcanzando a una demanda energética de 21,371 Tcal, en cambio a ese mismo año el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) tiene una demanda por calefacción 2.5 veces menor (8,522 Tcal), y ATE una demanda 3,7 veces menor (5,711 Tcal). Esto se debe a la gran transformación en la aislación térmica del parque de viviendas existente y construcciones nuevas en estos últimos dos escenarios, que disminuyen considerablemente la demanda de calefacción de las viviendas.

En cuanto a los energéticos, al 2050 el escenario ha reducido en un ~90% la demanda de leña y biomasa con respecto al año 2020, pero la leña sigue formando parte importante de la matriz de calefacción, con un 40% de participación. En tanto, el escenario RPC al 2050 reduce solo un ~60% de leña con respecto al 2020, y aumenta su demanda de electricidad para calefacción en ~3000% con respecto al 2020.



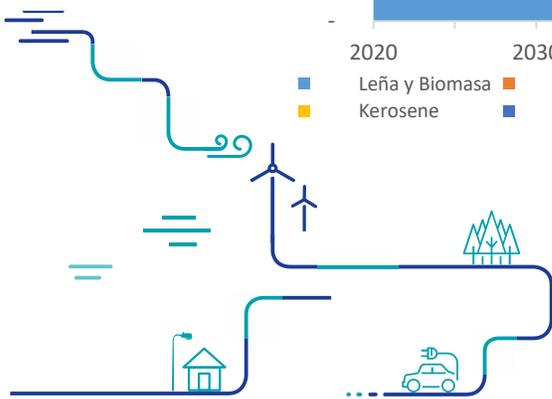
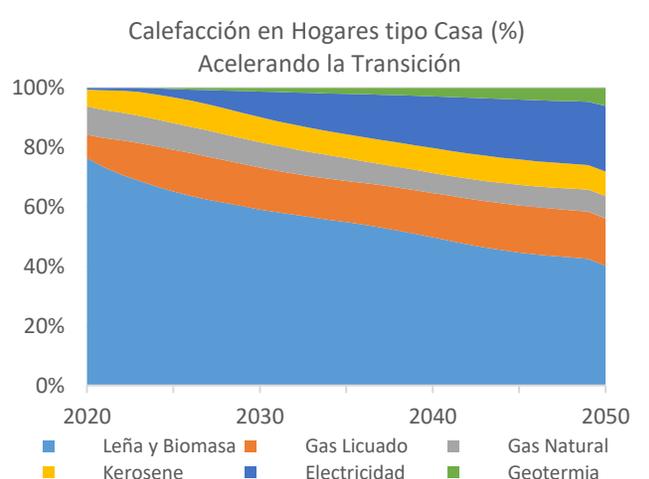
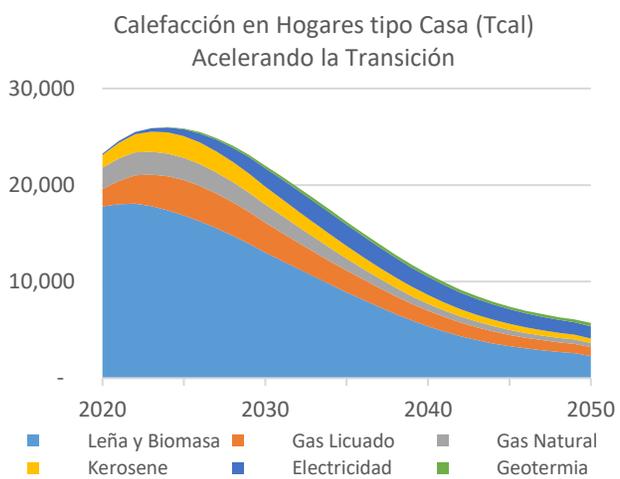
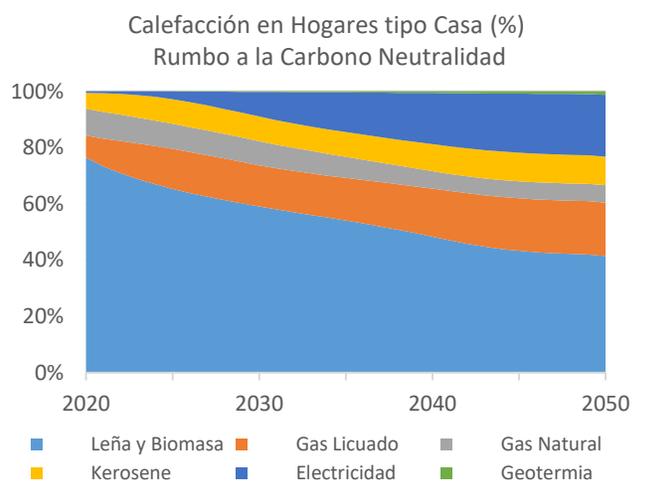
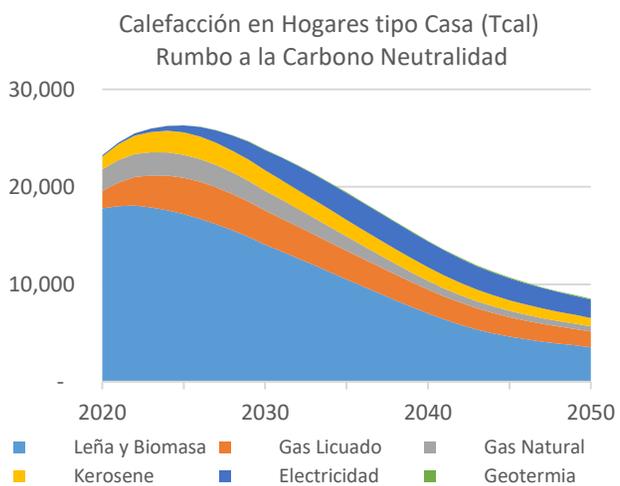
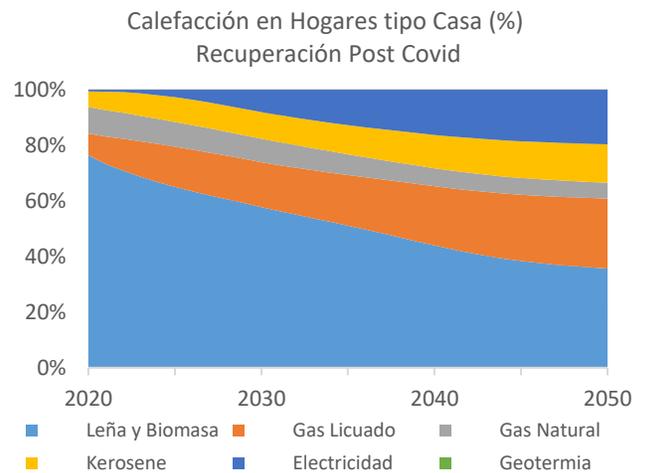
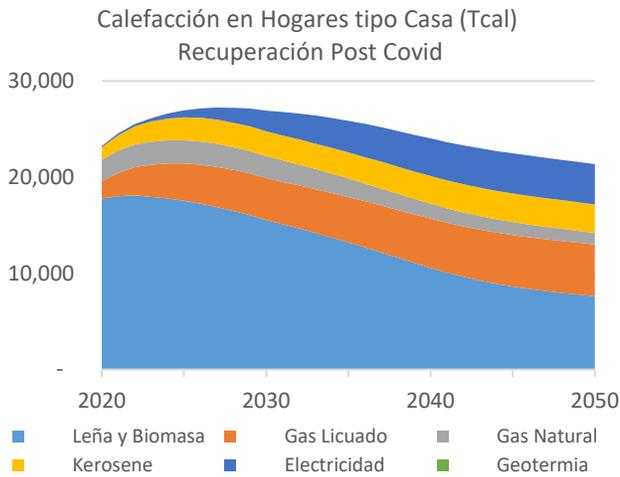
Demanda Energética en Calefacción al año 2030 - Hogares tipo Casa

ENERGÉTICO	Demanda energética (Tcal)			Participación (%)			Variación (%) al 2030 c/r a 2020		
	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE
Leña y Biomasa	15,534	14,064	13,001	58%	59%	59%	-13%	-21%	-27%
Gas Licuado	4,360	3,500	3,097	16%	15%	14%	141%	93%	71%
Gas Natural	2,282	2,033	1,888	8%	9%	9%	3%	-9%	-15%
Kerosene	2,583	2,092	1,854	10%	9%	8%	98%	61%	42%
Electricidad	2,162	2,086	1,886	8%	9%	9%	1489%	1434%	1286%
Geotermia	0	57	264	0%	0%	1%	-	-	-
Total	26,920	23,833	21,988	100%	100%	100%			

Demanda Energética en Calefacción al año 2050 - Hogares tipo Casa

ENERGÉTICO	Demanda energética (Tcal)			Participación (%)			Variación (%) al 2050 c/r a 2020		
	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE
Leña y Biomasa	7,628	3,528	2,295	36%	41%	40%	-57%	-80%	-87%
Gas Licuado	5,376	1,620	913	25%	19%	16%	197%	-11%	-50%
Gas Natural	1,221	531	432	6%	6%	8%	-45%	-76%	-81%
Kerosene	2,951	861	469	14%	10%	8%	127%	-34%	-64%
Electricidad	4,195	1,873	1,262	20%	22%	22%	2983%	1276%	827%
Geotermia	0	109	341	0%	1%	6%	-	-	-
Total	21,371	8,522	5,711	100%	100%	100%			





Distribución regional de la demanda energética de los sectores Comercial, Público y Residencial

En las gráficas siguientes se observan las demandas energéticas finales de los sectores Comercial, Público y Residencial al año 2050 de cada escenario energético. En esta categoría predomina ampliamente la participación de la Región Metropolitana, explicando un 54% de la demanda de estos sectores en el escenario de Recuperación hasta un 48% en el escenario de Transición Acelerada. Muy por detrás en sus participaciones se encuentran las regiones de Valparaíso y Biobío-Ñuble las cuales no sobrepasan el 8%, cada una, de la demanda energética a nivel sectorial. La demanda en particular del sector residencial explica alrededor de un 44% de la demanda sectorial en cada una de estas tres regiones.

Demanda regional de sector CPR al 2050. Esc. Recuperación



Demanda regional de sector CPR al 2050. Esc. Rumbo a la Carbono Neutralidad



Demanda regional de sector CPR al 2050. Esc. Transición Acelerada



4.5.5. Sector industrial – minero

En el periodo 2020 a 2050, la demanda industrial crece 17%, 11% y 10% en los escenarios de Recuperación, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, respectivamente. Asimismo, a medida que aumentan las condiciones económicas entre los escenarios, se incrementa la electrificación -directa e indirecta- de consumos.

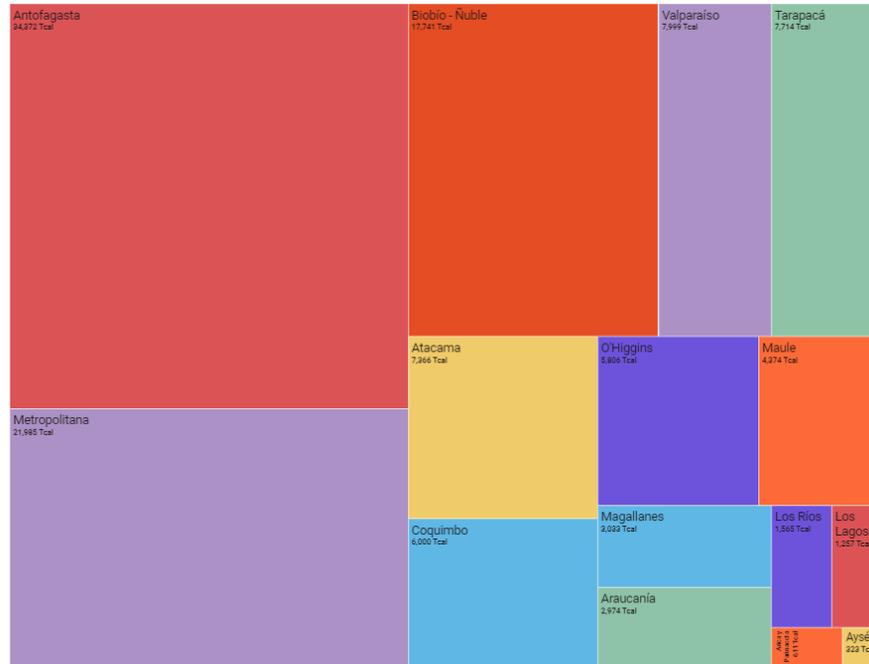
Distribución regional de la demanda energética

En las siguientes gráficas se observan las demandas energéticas finales al año 2050 de cada escenario energético. Las regiones de Antofagasta, Metropolitana y Biobío-Ñuble concentran prácticamente el 60% de la demanda industrial y minera al año 2050, sin variaciones significativas en su participación regional entre los tres escenarios. La demanda de Antofagasta principalmente impulsada por la minería, que responde al 86% de dicha demanda. Mientras que en la Región Metropolitana se tiene que el 79% de su demanda proviene de la industria. Demanda energética industrial que es plena en la región conjunta de Biobío-Ñuble que al 2050 no presenta actividad minera.

Demanda regional de sector Industrial y Minero al 2050. Esc Recuperación



Demanda regional de sector Industrial y Minero al 2050. Esc. Rumbo a la Carbono Neutralidad



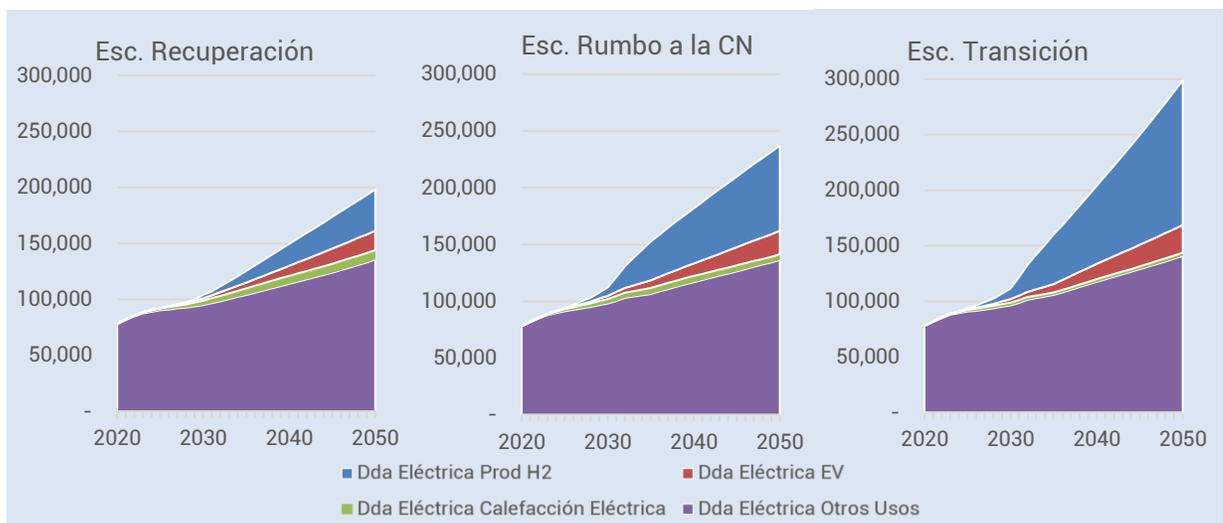
Demanda regional de sector Industrial y Minero al 2050. Esc. Transición Acelerada



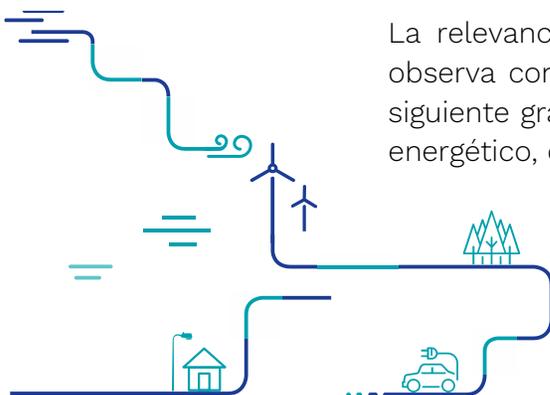
4.5.6. Demanda eléctrica para usos nacionales

La demanda de electricidad cobra una creciente relevancia a lo largo del periodo de tiempo analizado en cada uno de los escenarios energéticos considerados. La descarbonización de la matriz eléctrica, por un lado, habilita a la electricidad como un importante medio de descarbonización de los usos energéticos hoy en día suministrados a través de combustibles de origen fósil, mientras que, por otro lado, la demanda de electricidad para producción de hidrogeno verde para consumo doméstico, tanto a través de la tecnología de celdas de combustible como a través de motores de combustión interna, posee también de este importante atributo descarbonizador.

En el siguiente cuadro se observa la magnitud de la demanda eléctrica final según escenario energético, descompuesta en sus componentes de demanda eléctrica para la electromovilidad (transporte terrestre eléctrico), demanda eléctrica por usos de calefacción residencial, y demanda eléctrica requerida para producción de hidrógeno verde destinada a surtir el consumo doméstico nacional.

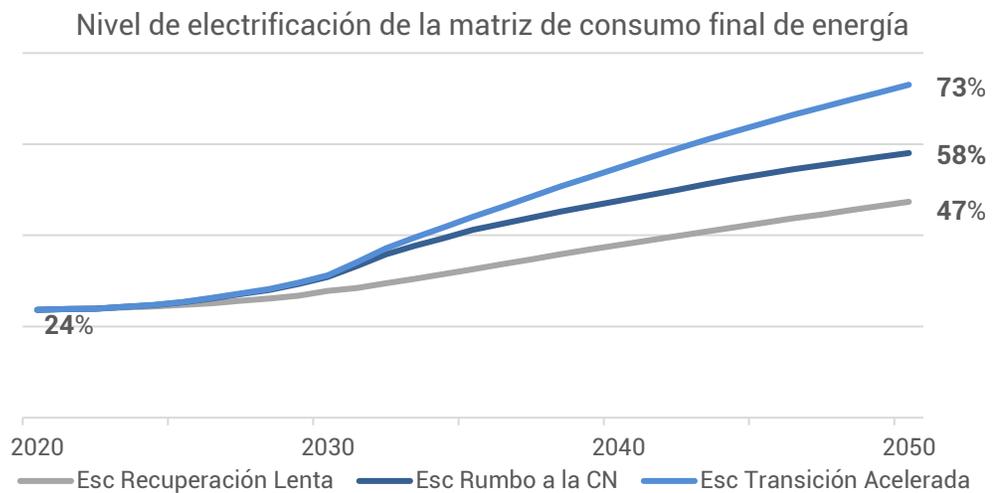


La relevancia de electricidad en la matriz energética de consumo final se observa con claridad al evaluar el indicador de electrificación de ésta. En la siguiente gráfica se presenta el indicador de electrificación de cada escenario energético, construido a partir de la proporción de la totalidad de la demanda



energética nacional que es abastecida por electricidad, considerando en ella además la electricidad requerida para la producción de hidrógeno verde para consumo doméstico.

En la actualidad la electricidad posee una participación de 24% en la matriz energética final, la cual crece de forma ininterrumpida a lo largo del periodo de análisis, llegando a establecerse al año 2050 entre un 47% y 73% de la matriz, dependiendo del escenario energético.

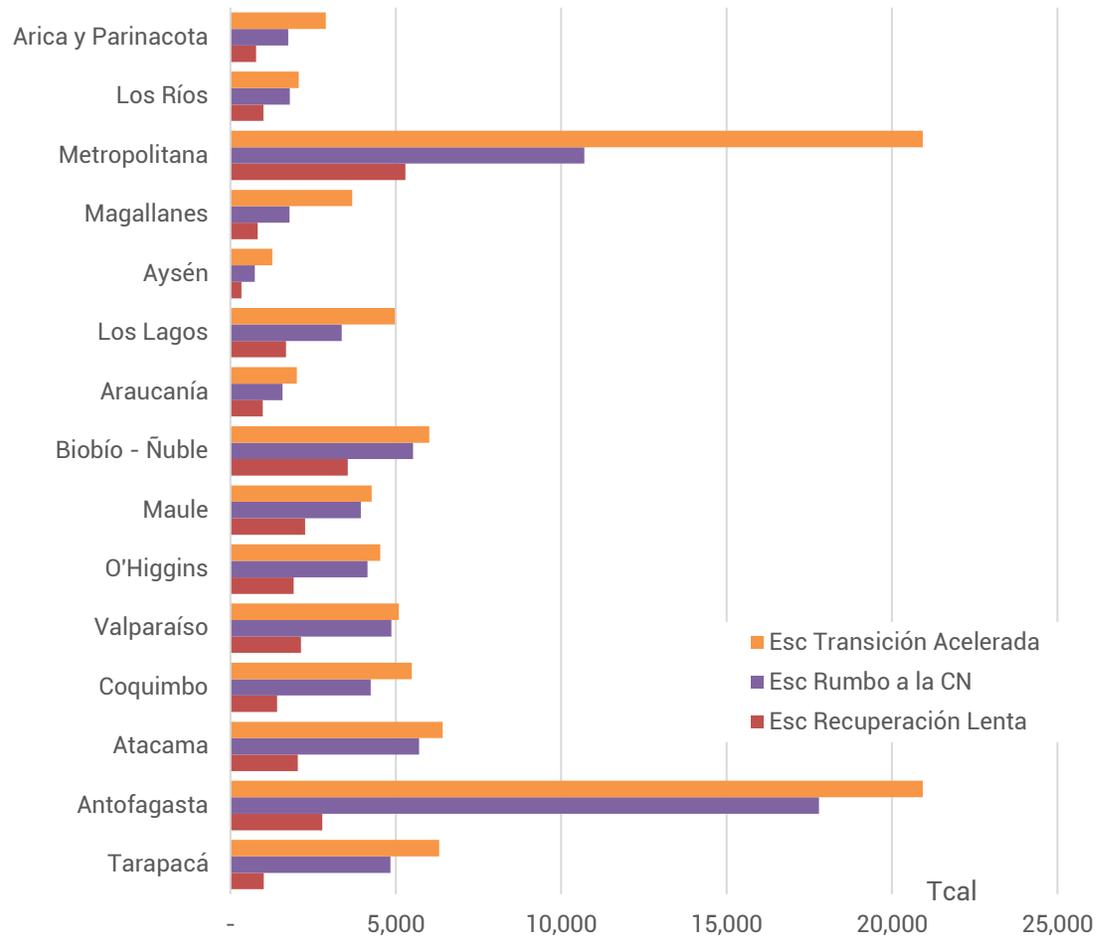


4.5.7. Demanda de hidrógeno

Como se explicaba en la sección anterior, la demanda nacional por hidrógeno incide de forma importante en el crecimiento de la demanda eléctrica a lo largo del periodo 2020-2050 en cada uno de los escenarios energéticos. La demanda de electricidad destinada particularmente para la producción de hidrógeno verde, a través de la tecnología de electrolisis, para consumo nacional (no así para su exportación) alcanza a representar entre un 19% y 43% de la demanda total de electricidad a nivel nacional al año 2050. Por lo cual, es importante evaluar cómo se distribuye la demanda final de hidrógeno a lo largo de las regiones del país, según cada escenario energético, para ello se ha dispuesto en la siguiente figura la representación de dicha demanda regional al año 2050.



Demanda final de hidrógeno verde según región y escenario al 2050



Las regiones de Antofagasta y Metropolitana destacan con una mayor participación en la distribución regional de la demanda final de hidrógeno, representando Antofagasta entre un 10 y un 24% de la demanda nacional, según escenario energético; mientras que la región metropolitana representa entre un 15% y 22% de la demanda nacional de hidrógeno dependiendo del escenario energético.

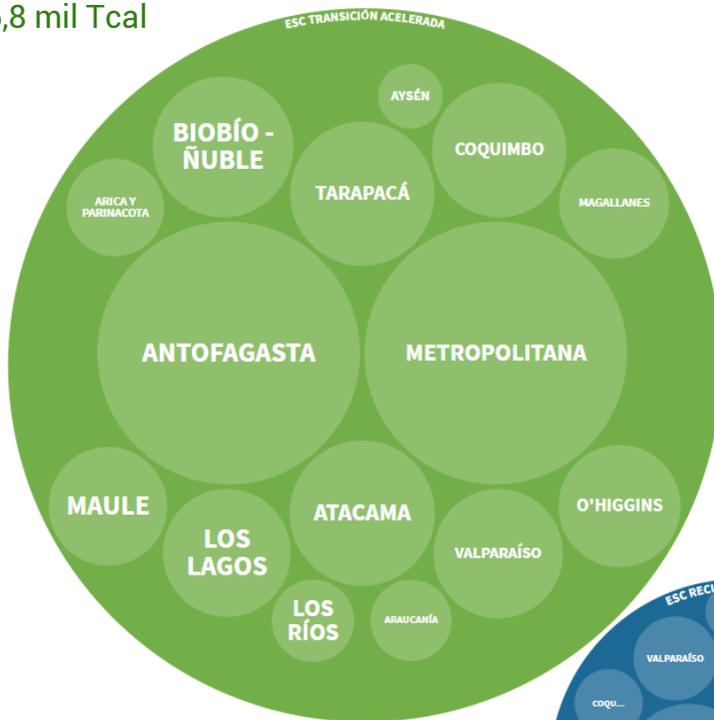
La utilización final energética de hidrógeno verde, según el escenario que se considere, tiene una participación entre un 7 a un 24% en la matriz energética nacional al 2050, siendo el transporte terrestre de carga en ruta (tractocamiones, y transporte de carga mediano y ligero) y los usos motrices en minería dos de los componentes más importantes de la demanda final de



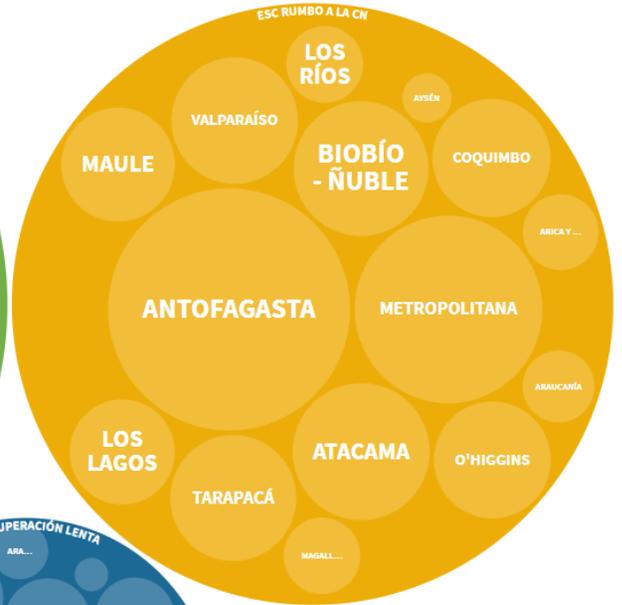
hidrógeno, representando una participación de 59% para el primer caso, y entre un 24% y un 33% para el segundo caso, según escenario.

Representación de la demanda final de hidrógeno verde según región y escenario al 2050

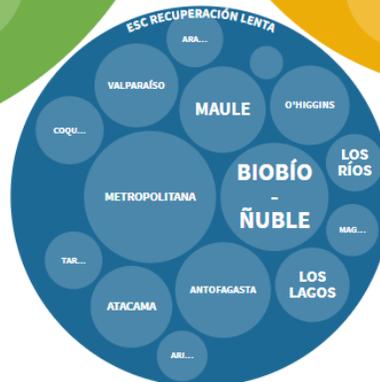
96,8 mil Tcal



72,8 mil Tcal



27,9 mil Tcal



4.6. Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero

4.6.1. Emisiones globales

La transformación tecnológica hacia energías más limpias en todos los escenarios se ve reflejada en una gran disminución de emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq). De acuerdo con la construcción de escenarios energéticos, esta reducción es más pronunciada en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad, que reduce sus emisiones en 56% al año 2050 con respecto al 2018, y Acelerando la Transición Energética, que reduce sus emisiones en 64% al 2050 con respecto al año 2018¹⁷.

ESCENARIO	Emisiones CO ₂ eq Energía			Reducción al 2030 c/r a 2018	Reducción al 2050 c/r a 2018
	2030	2040	2050		
Recuperación Lenta Covid	71,247	61,803	55,145	-18%	-37%
Rumbo Carbono Neutralidad	59,275	45,751	38,279	-32%	-56%
Acelerando la Transición Energética	56,725	39,882	30,967	-35%	-64%

Todos los escenarios alcanzan un peak de emisiones en el sector energético al año 2024, lo cual está en línea con la meta de la Contribución Determinada a nivel Nacional (NDC) actualizada de Chile (abril 2021) de alcanzar un peak de emisiones de CO₂eq nacionales al año 2025.

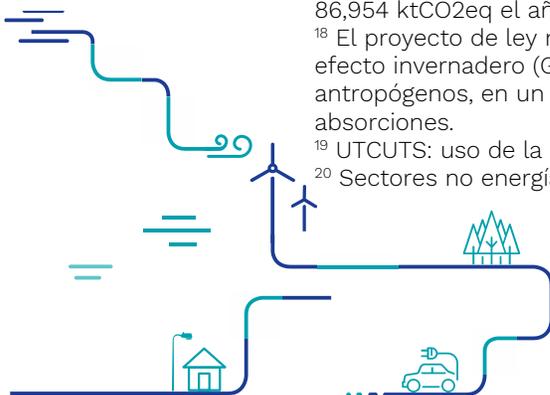
En cuanto a la meta de carbono neutralidad al 2050¹⁸, en el último inventario de gases de efecto invernadero (INGEI) del año 2018 se alcanzaron absorciones o capturas del sector UTCUTS¹⁹ por -63,992 ktCO₂eq, en tanto las emisiones de los sectores no energía²⁰ ascendieron a 25,358. Es decir, para alcanzar meta de carbono neutralidad al año 2050 (CN2050), considerando los valores recién

¹⁷ De acuerdo al último inventario de gases de efecto invernadero (INGEI), el sector energía alcanzó 86,954 ktCO₂eq el año 2018. Ministerio de Medio Ambiente, 2021.

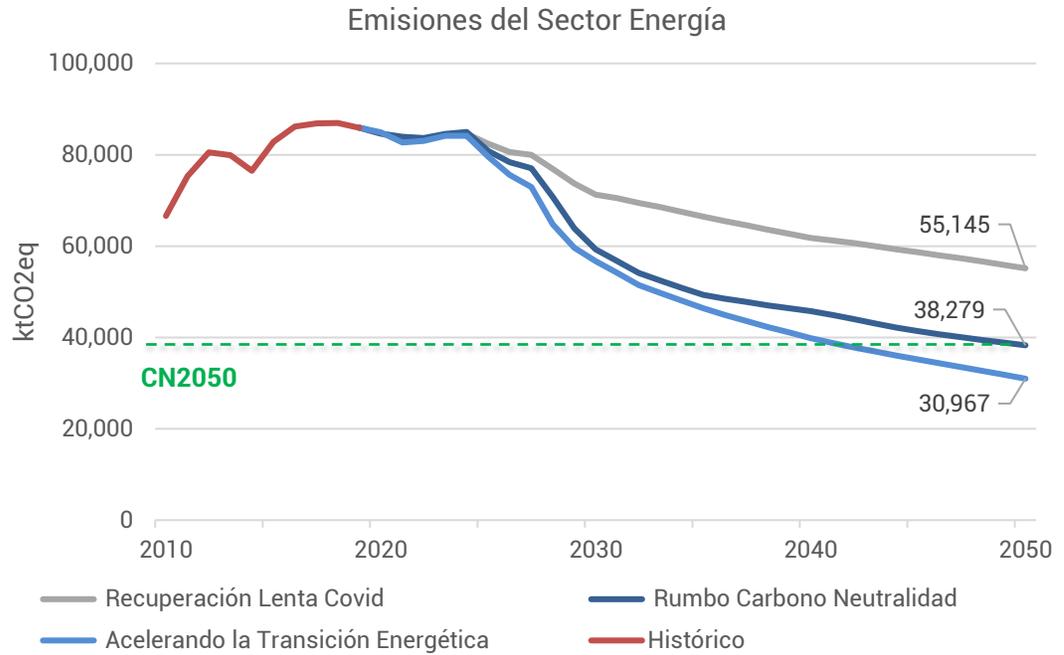
¹⁸ El proyecto de ley marco de cambio climático define la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el estado de equilibrio entre las emisiones y absorciones de GEI antropógenos, en un periodo específico, considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones.

¹⁹ UTCUTS: uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

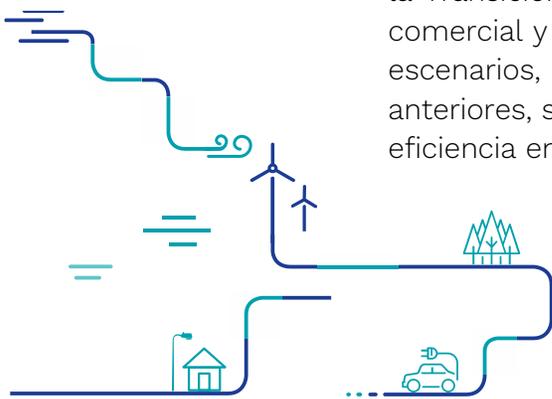
²⁰ Sectores no energía: procesos industriales y uso de productos (IPPU), agricultura y residuos.



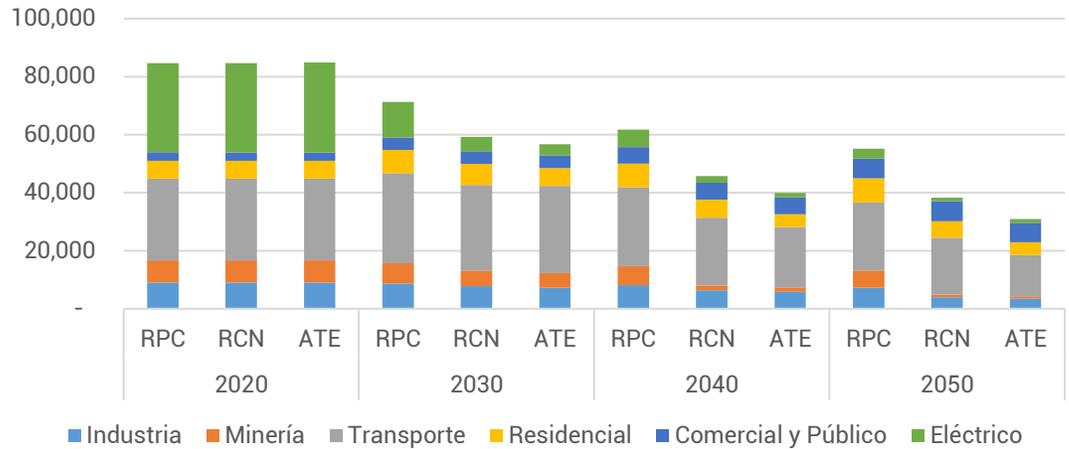
mencionados, el sector energía debiera emitir un máximo de 38,634 ktCO₂eq en el año 2050, por ende, el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad cumple dicha meta en el año 2050, en tanto el escenario Acelerando la Transición Energética lo cumpliría al año 2042.



Se ven grandes reducciones de GEI en algunos sectores económicos. En particular el sector eléctrico casi logra neutralizar sus emisiones al 2050, alcanzando una reducción de 96% al año 2050 con respecto al último inventario nacional de gases de efecto invernadero del año 2018 (INGEI), lo cual ocurre en gran medida debido al retiro de centrales a carbón al año 2040. El sector minería, gracias a la electrificación de sus consumos y el uso de hidrógeno verde en gran parte de su demanda energética, es capaz de reducir hasta un 90% sus emisiones al año 2050 en algunos escenarios. Siguen el sector industrial y transporte, ambos capaces de reducir sus emisiones ~50% al año 2050 respecto al 2018. En el sector residencial, el único escenario que logra reducir las emisiones al año 2050 con respecto al 2018, es el Acelerando la Transición Energética (ATE), con una modesta reducción de 6%. El sector comercial y público aumentan poco más de 100% sus emisiones en todos los escenarios, lo cual era de esperar, pues como se mencionó en capítulos anteriores, son los sectores con menor cantidad y penetración de medidas de eficiencia energética y mitigación de emisiones de GEI.



Emisiones (ktCO₂eq)



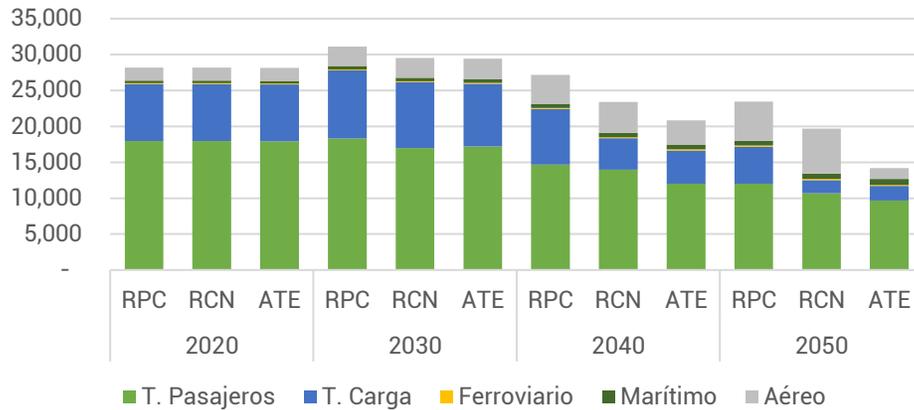
Variación porcentual emisiones GEI con respecto a INGEI 2018 por sector económico									
SECTOR ECONÓMICO	2030			2040			2050		
	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE
Industria	12%	1%	-6%	5%	-18%	-25%	-6%	-49%	-54%
Minería	-12%	-33%	-37%	-17%	-80%	-81%	-26%	-89%	-90%
Transporte	9%	3%	5%	-5%	-18%	-27%	-18%	-31%	-50%
Residencial	72%	58%	32%	75%	34%	-4%	82%	23%	-6%
Comercial y Público	32%	31%	32%	74%	75%	73%	103%	108%	104%
Eléctrico	-64%	-85%	-89%	-82%	-93%	-95%	-90%	-96%	-96%

4.6.2. Emisiones sectoriales

El escenario de Transición Acelerada se logra reducir a la mitad las emisiones de transporte al año 2050. Únicamente el escenario de Transición Acelerada logra descarbonizar el transporte aéreo.



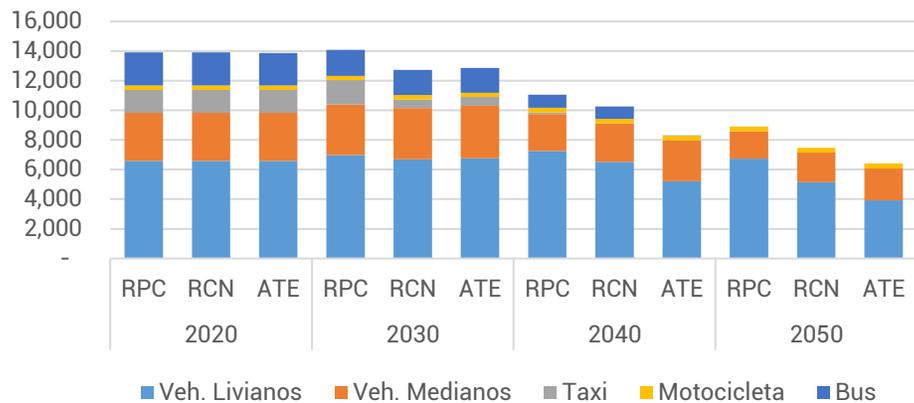
Emisiones Sector Transporte (ktCO₂eq)



Transporte terrestre y de pasajeros

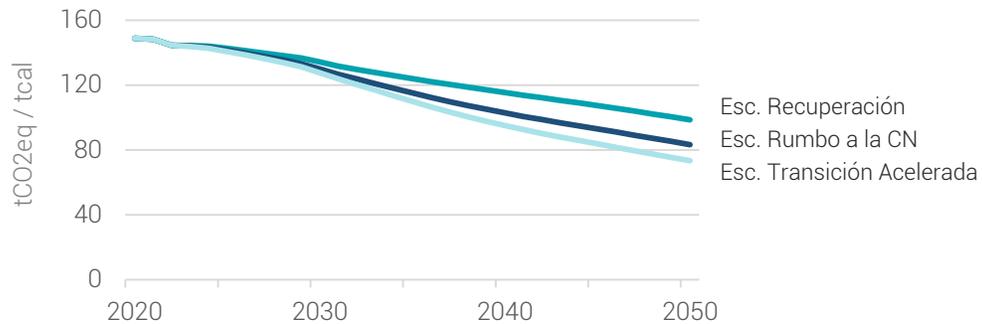
El transporte público y taxis logran neutralizar sus emisiones de CO₂ equivalente a partir del año 2040. La mayor reducción de emisiones en vehículos ocurre en el escenario de Transición Acelerada. El escenario RPC reduce ~35% las emisiones de transporte terrestre al 2050 con respecto al 2020, el escenario RCN reduce ~45% las emisiones al 2050, y el ATE ~55% al 2050, todos con respecto al año 2020.

Emisiones Transporte Terrestre (ktCO₂eq)



El consumo energético industrial y minero logra reducir su factor de emisiones de gases de efecto invernadero entre un 34% y un 54%, dependiendo del escenario.





4.6.3. Presupuestos de carbono

El proyecto de ley marco de cambio climático (PdLMCC) actualmente en el Congreso (Boletín 13.919-2) establece que la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) contendrá tanto un presupuesto nacional de emisiones de GEI²¹, como presupuestos sectoriales de GEI²². El presupuesto nacional de GEI fue determinado y publicado en la actualización de la NDC en abril del 2020, estableciendo como meta no sobrepasar los 1.100 millones de tCO₂eq a nivel nacional para el periodo 2020-2030. En tanto, la ECLP salió a consulta pública en julio 2021, indicando rangos para los presupuestos sectoriales de GEI, los cuales serían distribuidos a los distintos Ministerios sectoriales establecidos en el PdLMCC.

Debido a lo anteriormente expuesto, es de interés para el sector energía y además otros ministerios sectoriales (en particular minería, transporte y vivienda) evaluar las proyecciones de emisiones en los distintos sectores económicos. A continuación, se presentan las emisiones proyectadas acumuladas para el periodo 2020-2030, de acuerdo a los distintos sectores de la economía.

²¹ De acuerdo con el PdLMCC el presupuesto nacional de emisiones de GEI se entiende como la cantidad máxima de emisiones de GEI acumulada a nivel nacional en un periodo determinado y que representa.

²² De acuerdo con el PdLMCC el presupuesto sectorial de emisiones de GEI se entiende como la cantidad máxima de emisiones de GEI acumulada a nivel sectorial en un periodo determinado y que representa la suma de las emisiones totales de dichos gases en cada año comprendido en el periodo respectivo, según lo determine la ECLP.



Emisiones Período 2020-2030 (ktCO ₂ eq)			
Sector económico	Recuperación Post Covid	Rumbo a Carbono Neutralidad	Acelerando la Transición Energética
Industria	102,144	99,207	96,270
Minería	86,642	80,310	78,822
Transporte	336,579	332,919	335,754
Residencial	81,673	79,269	74,370
Comercial y Público	40,585	40,519	40,491
Eléctrico	237,703	219,747	202,436
Total	885,327	851,971	828,143



5.

Sector eléctrico

El futuro de la red eléctrica

5.1. Consideraciones territoriales

Los desafíos que enfrenta el desarrollo energético en los territorios, de la mano del gran potencial de energía renovable que disponemos como país, el retiro de centrales a carbón, las oportunidades de nuevos desarrollos tecnológicos, la necesidad de infraestructura energética, la compatibilidad con otros usos e intereses locales y el resguardo ambiental, entre otros, nos conducen a considerar cada vez más las sensibilidades, potencialidades y oportunidades del territorio en el camino hacia un desarrollo sustentable.

Desde al año 2014, el Ministerio de Energía ha estado incorporando consideraciones territoriales en el desarrollo energético, que se formalizó –en primer lugar– a través de la Política Nacional de Energía (2015) y luego en la Ley 20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (2016), lo que derivó en varias líneas de trabajo en la materia que se mantienen y perfeccionan hasta el día de hoy.

En el presente proceso PELP 2023-2027, se ha planteado el desafío de robustecer y profundizar esta línea de trabajo, de modo de contribuir a contar con resultados más sustentables y equilibrados en su despliegue territorial; lo que ha sido reforzado por los resultados de los espacios participativos del proceso que expresaron la relevancia de esta materia.

De forma transversal al proceso de planificación, se ha trabajado en sensibilizar territorialmente la modelación PELP a través de la consideración de lo que denominamos *Variables Ambientales*²³ y *Territoriales*²⁴ en el marco de la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables que sirven de insumo para dicha modelación:

²³ Se entenderá por variable ambiental al elemento del medio ambiente en sus distintas dimensiones, natural o artificial, que está sujeto a cambios probables o frecuentes, derivados de las actividades y/o proyectos de generación de energía susceptibles a generar efectos en la condición de base.

²⁴ Se entenderá por variable territorial aquella que haya sido establecida en un instrumento de ordenamiento, planificación o gestión territorial y que incidan o condicionen el emplazamiento de la generación de energía.



- Por una parte, se han considerado aquellas variables que inciden en el aprovechamiento de los recursos renovables, denominados **factores técnicos**, tales como altura, pendiente del terreno, velocidad del viento, radiación, etc. que, aplicado el estándar de área mínima continua y factor de planta estimado para cada tecnología y que, configuran el potencial técnico de generación.

	Fuente	Eólico	Solar Fotovoltaico	Solar CSP	Hidroeléctrico	Geotermia
Factores Técnicos	DNI (Direct Normal Irradiation)	-	-	-	-	-
	Pendiente	> 15°	> 10° Orientación norte y > 4° para el resto de las orientaciones	> 7°	-	-
	Altitud	> 3.000 msnm para todo el país	> 4.000 msnm para todo el país	-	-	-
	Porcentaje de nubosidad	-	-	< 20%	-	-
	Porcentaje de horas con Velocidad de Viento mayor a 15 m/s a 5,5 m de altura	-	-	< 0,5%	-	-
	Áreas de Proyectos OPC	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	Zonas de exclusión por presencia	-	-
	Áreas de proyectos de Licitación de Distribuidoras	-	-		-	-
	Bienes Nacionales con fines Energéticos	-	-		-	-
	Área de Reserva de Taltal	-	-		-	-
	Potencial Eólico 2021	-	-		-	-
Estándares	Factor de planta	< 30%	< 21%	-	< 50%	-
	Área mínima continua	112 ha entre Arica y Coquimbo; 168 ha entre Valparaíso y Magallanes (equivalentes a 5,6 MW)	12 ha (equivalentes a 3 MW)	700 ha (equivalentes a 100 MW)	Mínimo de 3 MW	No aplica



- Por otra parte, se han identificado aquellas variables que inciden en el desarrollo de la generación de energía, valorándolas de acuerdo con un **criterio jurídico-normativo**, de acuerdo con su incidencia y grado de condicionamiento asentado en el ordenamiento jurídico vigente y, a un **criterio de desarrollo** del proyecto, de acuerdo con su incidencia en la tramitación y plazos de ejecución de los proyectos. Cuando se valoran en base a dichos criterios las variables analizadas, se denominan objetos de valoración territorial (OdVT); entre los cuales, para este proceso, se seleccionan aquellos de *alta* incidencia o condicionamiento al desarrollo de este tipo de proyectos.

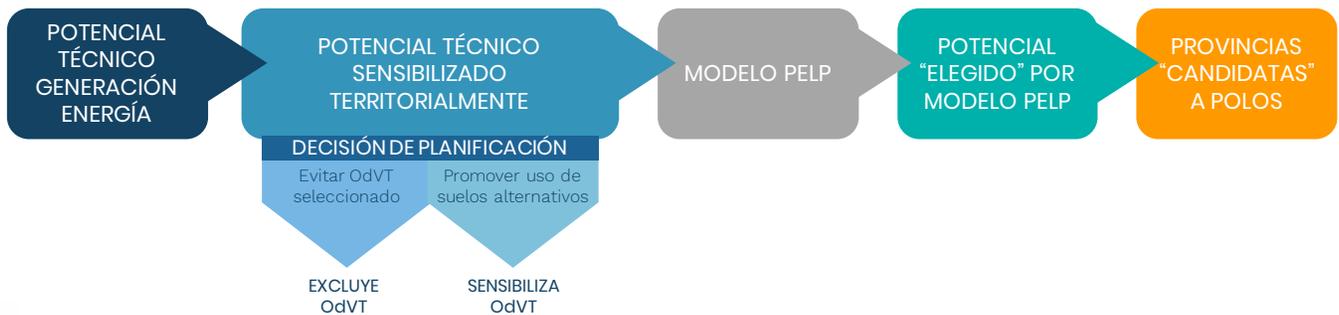
En la consideración de los objetos de valoración territorial (OdVT) de *alta* incidencia o condicionamiento al desarrollo de proyectos de generación de energía en base a fuentes renovables, de acuerdo con las decisiones de planificación que se ha tomado en el proceso, se han expuesto a diferentes tratamientos:

- **OdVT no considerados:** Se identificaron 2 variables valoradas que no se pudieron incorporar por limitaciones técnicas, como es el caso de la Reserva de Región Virgen, que actualmente no hay ninguna decretada y Sitios Arqueológicos, para el cual no existe información oficial disponible a escala nacional. Para este último caso, se retomará esta variable en la planificación de los Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica, en la medida que se disponga de información oficial.
- **OdVT excluidos:** Conjunto de 22 variables valoradas que, si bien no constituyen una restricción, se determina la conveniencia de evitarlas, para lo cual se excluyen del potencial de generación de energía en base a fuentes renovables que ingresa al proceso de modelación. En este marco se cuentan variables como Parques Nacionales, Monumentos y Sitios de Significación Cultural, entre otros.
- **OdVT sensibilizados:** Conjunto de 5 variables valoradas respecto a los cuales se determina promover el uso de suelos alternativos a través de un sobrecosto del 10% y 20% –dependiendo del porcentaje del terreno que se ve afecto a estas variables– a su desarrollo que se aplica al potencial de generación de energía en base a fuentes renovables en el marco del proceso de modelación, con el fin que los suelos alternativos sean más competitivos. En este marco se cuentan variables como los



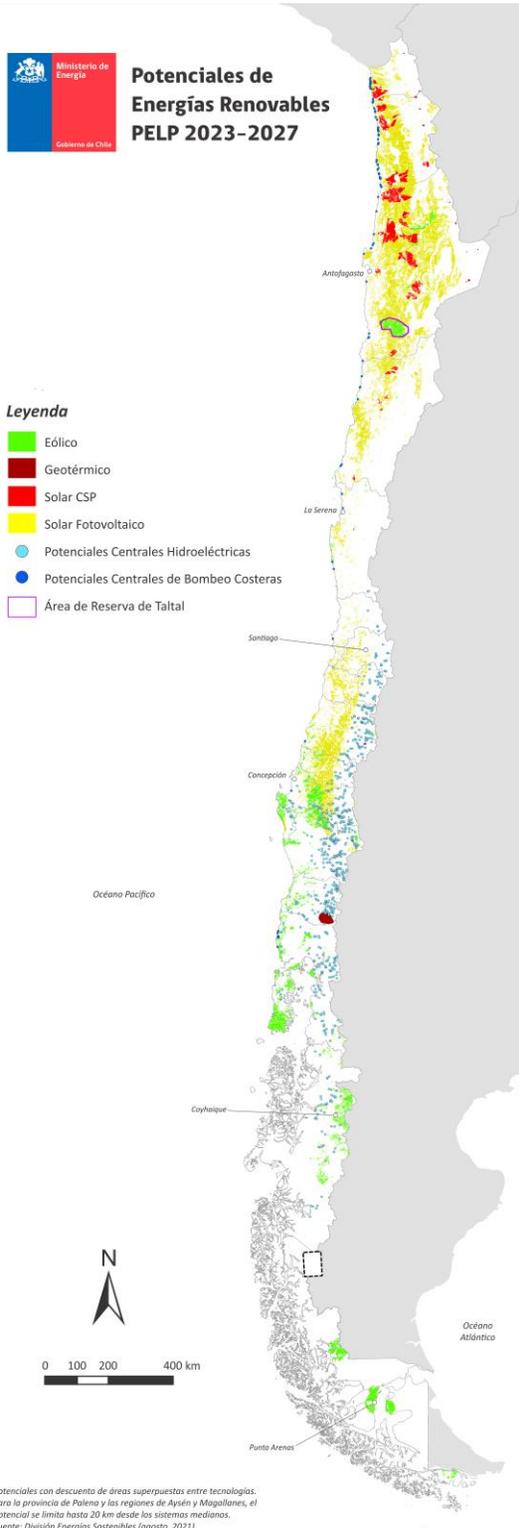
Terrenos Indígenas con derechos reconocidos (Ley N° 19.253) y Zonas de Interés Turístico (ZOIT) sólo para el potencial eólico para recoger la variable de paisaje, entre otros.

Criterio de Valoración	Tratamiento metodológico		
	No considerado	Excluido	Sensibilizado
Normativo	<ol style="list-style-type: none"> Reserva Región Virgen Sitio Arqueológico 	<ol style="list-style-type: none"> Parques Nacionales (excepto en Geotermia) Monumentos Naturales (excepto en Hidro) Sitios Ramsar (excepto en Geotermia) Monumento Histórico Sitio del patrimonio mundial Zona Típica Espacios Marinos Costeros de Pueblos Originarios (EMCPO) 	<ol style="list-style-type: none"> Terrenos Indígenas con derechos reconocidos: Ley N° 19.253 Sitio paleontológico (Potencialidad Paleontológica Fosilífera)
Desarrollo		<ol style="list-style-type: none"> Reservas Nacionales (excepto en Hidro) Reservas Forestales (excepto en Hidro) Bosque Nativo (especie con problemas de conservación)²⁵ Sitios de significación cultural Clases de suelo I, II y III (CSP) <p><i>Sólo para potencial Eólico, FV y CSP:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Salares (300m) Inventario de Cuerpos de Agua (300m) Inventario de Glaciares (300m) Volcanes Activos Límites urbanos y Áreas Urbanas Consolidadas (1000m) Inventario Cuerpos de Agua Antropizados (300m) Inventario de Ríos/Red Hidrográfica (300m) Red Vial (60m) Línea de Costa (100m) Relaves Mineros 	<ol style="list-style-type: none"> Área de Desarrollo Indígena Zonas de Interés Turístico (ZOIT) (Eólico) Clases de suelo I, II y III (FV)



²⁵ Especie con problemas de conservación identificadas en los listados oficiales del MMA: En peligro, En peligro crítico y vulnerables.





De este modo, el resultado de PELP para todos los escenarios definidos tendrán esta sensibilización territorial; y, por consiguiente, los candidatos a Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica también tendrán incorporadas estas consideraciones.

5.2. Potencial renovable

El mapa contiene el potencial técnico renovable para todas las regiones del país que se ha considerado en esta oportunidad, el cual se revisa desde las variables ambientales y territoriales antes de ingresar como candidatas al modelo de optimización eléctrica.

Con el objeto de no considerar más de un uso energético en cada territorio, el potencial considera descuento de áreas superpuestas entre tecnologías, considerando la siguiente priorización:

1. Eólica.
2. Geotermia.
3. Solar CSP.
4. Solar FV.

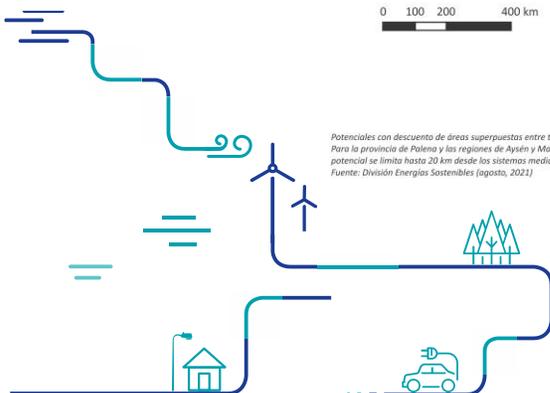
Para la provincia de Palena y para las regiones de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y Magallanes y de la Antártica Chilena, el potencial se limita hasta 20 km, medidos desde los sistemas de transmisión o distribución en los respectivos sistemas medianos. De esta manera, este desarrollo de potencial renovable a nivel nacional permitirá ir



Potencial Renovable
Versión Vertical
PELP 2023-2027



Potencial Renovable
Versión Horizontal
PELP 2023-2027



extendiendo los análisis de planificación energética a las regiones en las cuales no se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional.

En cuanto al potencial Solar CSP, en esta oportunidad se realizó un análisis²⁶ que optimizó los mejores territorios para emplazar proyectos en base a tres configuraciones: CSP con 6 horas de almacenamiento, CSP con 9 horas de almacenamiento y CSP con 13 horas de almacenamiento.

Finalmente, el potencial total para efectos de la planificación energética se resume en la siguiente tabla:

Tecnología	Potencial (GW)
Solar FV	2,086
Eólica	81
Solar CSP	152
Geotermia	4
Hidroeléctrica	10
Bombeo Hidráulico	42
Total	2,375



Análisis Solar CSP
PELP 2023-2027

²⁶ Se agradece la colaboración de los equipos de Fraunhofer Chile Research, y CORFO, representado en ese entonces por el Comité Solar e Innovación Energética, por el apoyo en los análisis de definición de potencial para la tecnología Solar CSP en sus diferentes configuraciones.

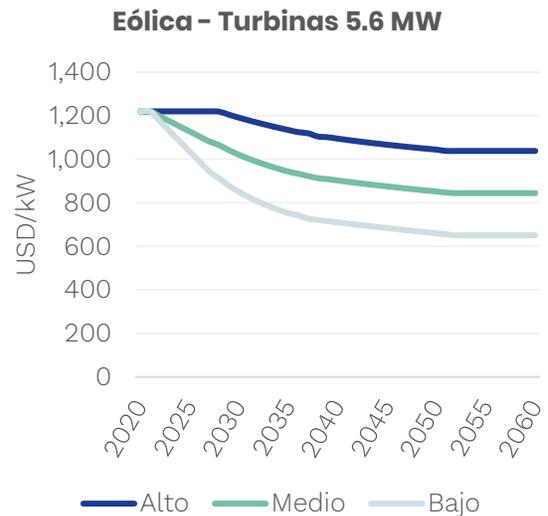
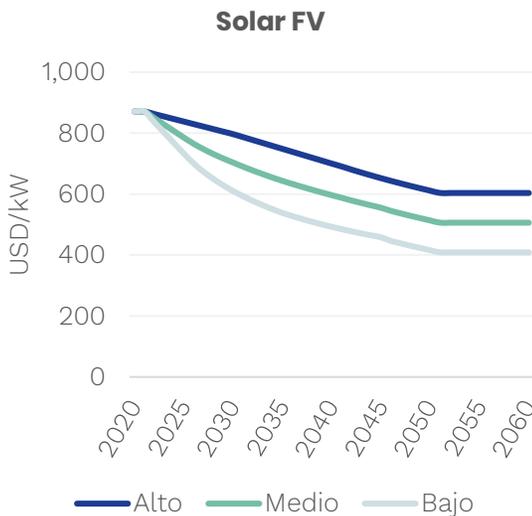


5.3. Costos de inversión de tecnologías de generación

En esta sección se presentan las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación. Las principales fuentes de información son:

1. Informe de Costos de Tecnologías de Generación, Comisión Nacional de Energía. Para ajustar el punto inicial de los costos.
2. Para proyecciones de costos, se utilizan fuentes como BloombergNEF, Annual Technology Baseline de NREL²⁷ y el Annual Energy Outlook de IEA²⁸.
3. Costos de tecnología geotérmica provienen de la Mesa de Geotermia realizada durante los años 2017 y 2018.

Además, en esta oportunidad se realizó un análisis de desglose de costos, identificando lo relativo a la maduración tecnológica propiamente tal, y las componentes asociadas a otros ítems, tales como el terreno, la construcción y puesta en marcha en terreno nacional, entre otras.

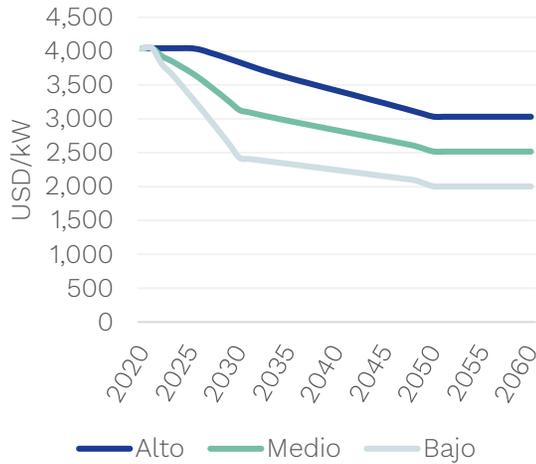


²⁷ NREL: National Renewable Energy Laboratory.

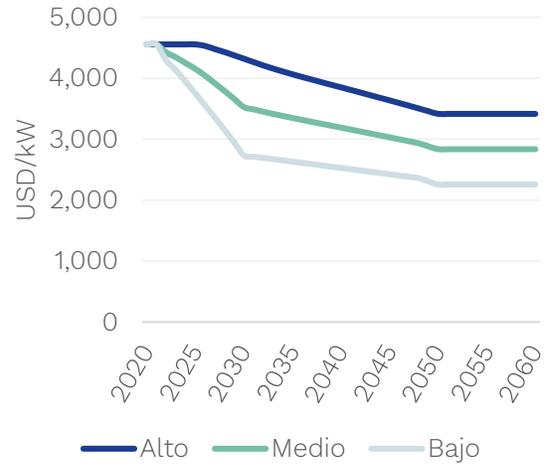
²⁸ IEA: International Energy Agency.



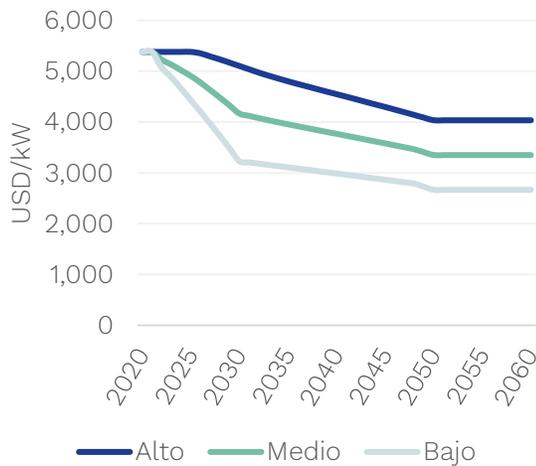
Solar CSP - 6 hrs



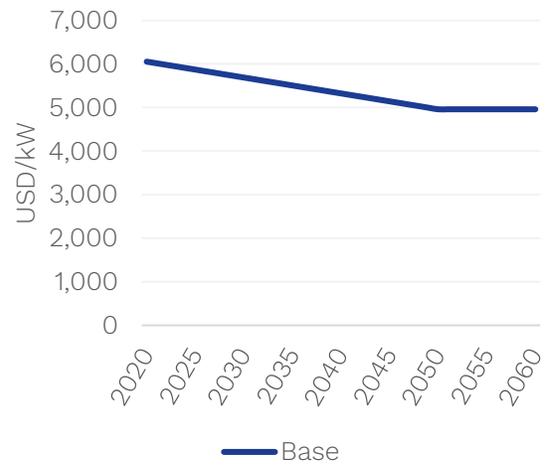
Solar CSP - 9 hrs

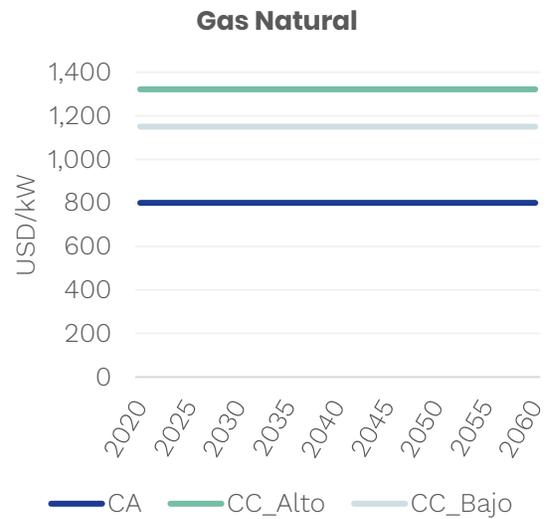
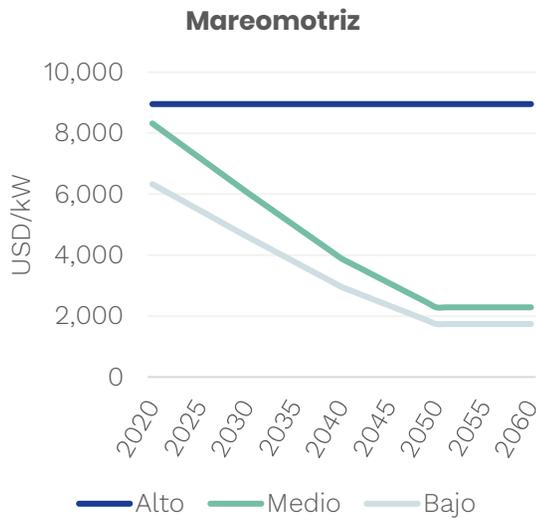


Solar CSP - 13 hrs



Geotérmica

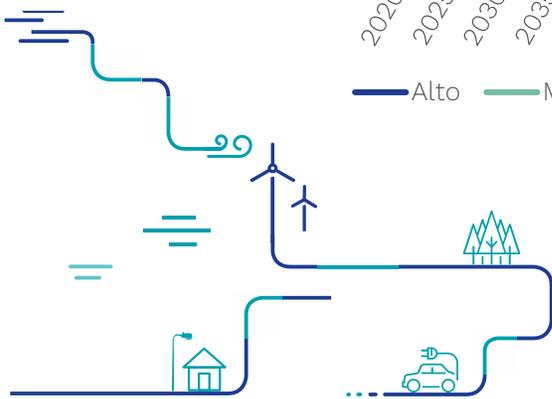
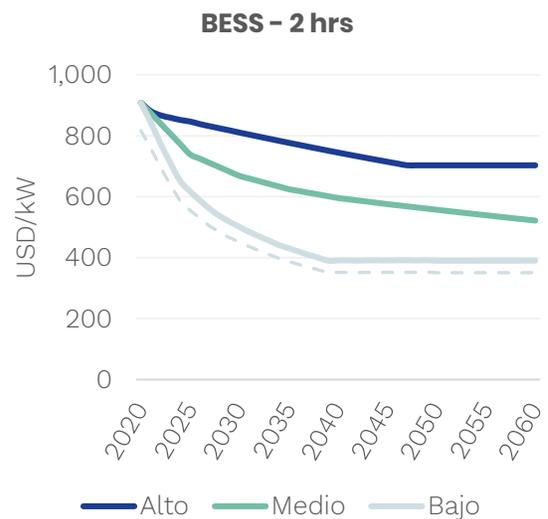
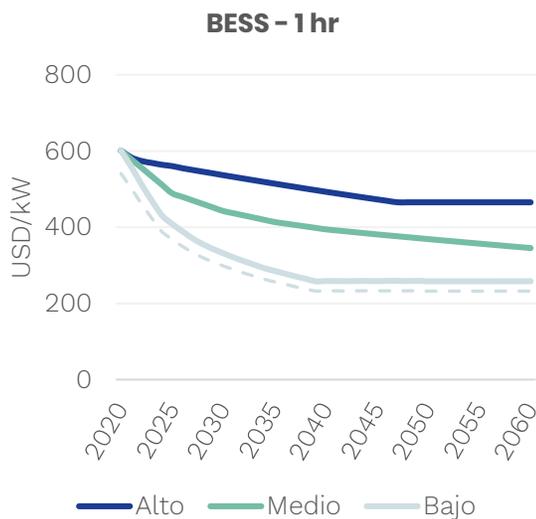


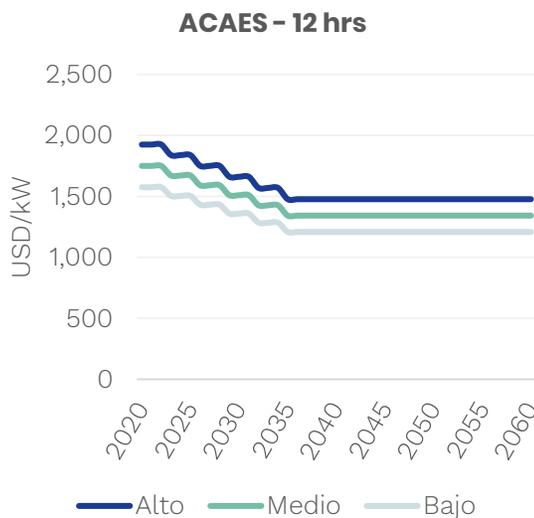
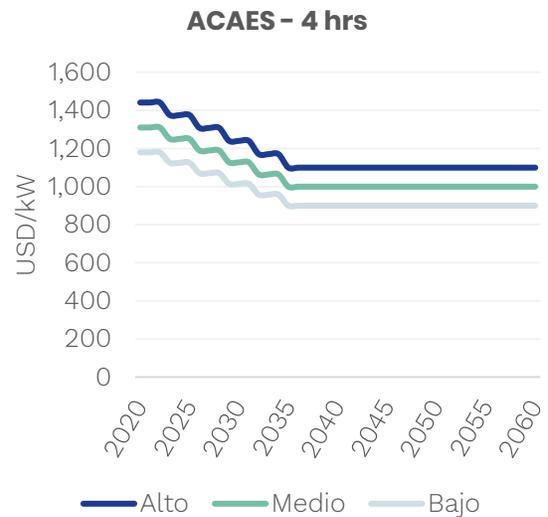
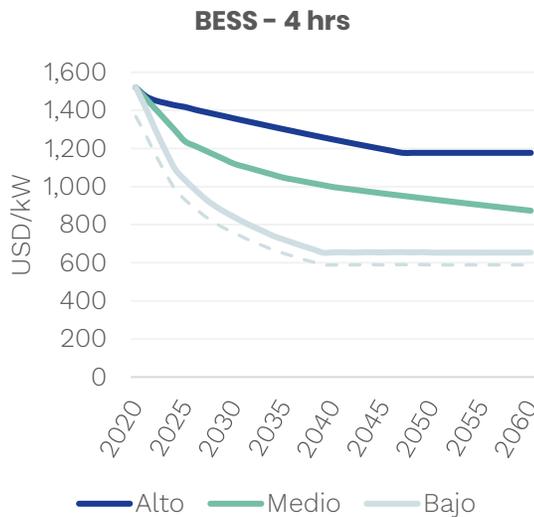


Proyecciones de costos, LCOE y LCOS
PELP 2023-2027

5.4. Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento

En esta sección se presentan las proyecciones de costos de tecnologías de almacenamiento. La principal fuente es BloombergNEF.

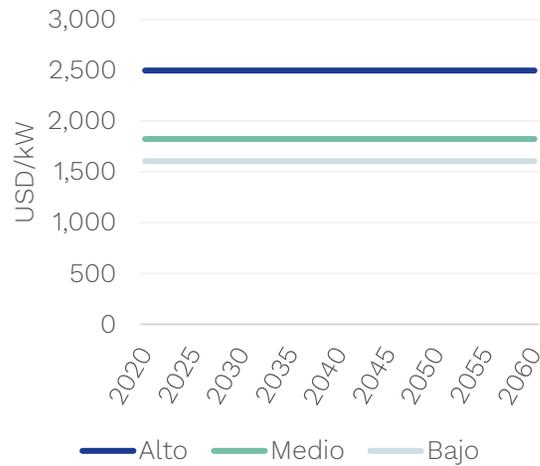




La línea punteada en los costos de la tecnología de baterías BESS representa la tendencia baja considerando economías de escala propias de soluciones híbridas Solar FV + BESS, Eólico + BESS o similares. La mejora de eficiencia y el uso compartido de transformadores, líneas y convertidoras de potencia permiten disminuir el costo total en cerca de un 10%.



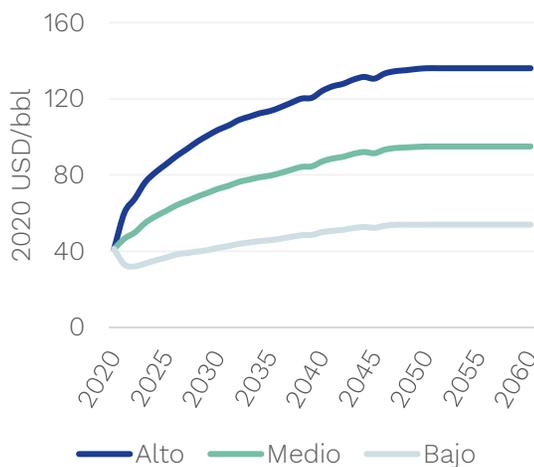
Bombeo Hidráulico - 18 hrs



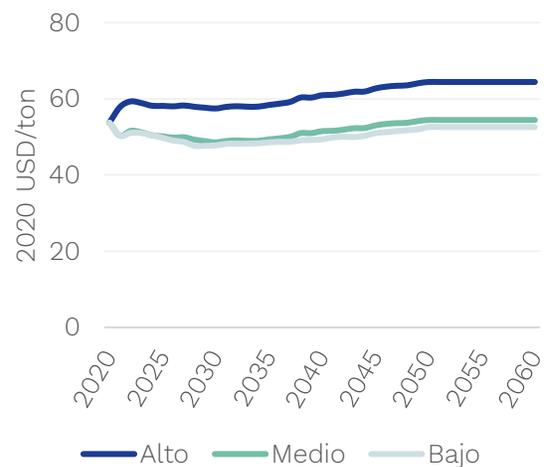
5.5. Precios de combustibles fósiles

En esta sección se presentan las proyecciones de precios de combustibles fósiles. La principal fuente de información es el *Annual Energy Outlook 2021* del *U.S. Energy Information Administration*.

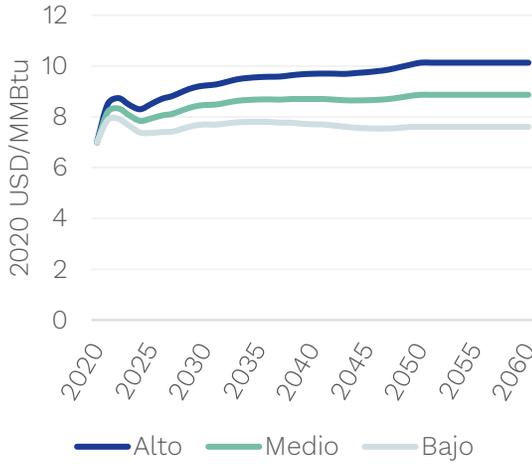
Petróleo crudo



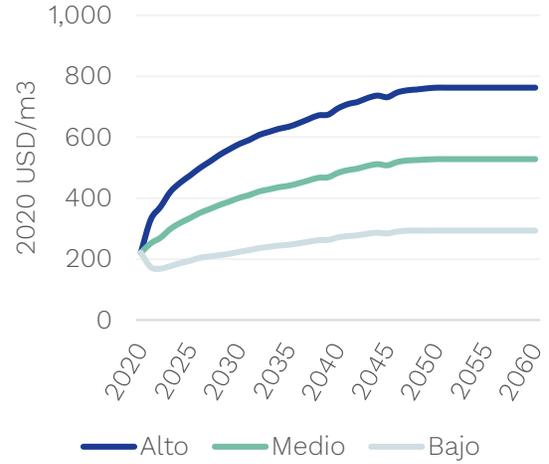
Carbón



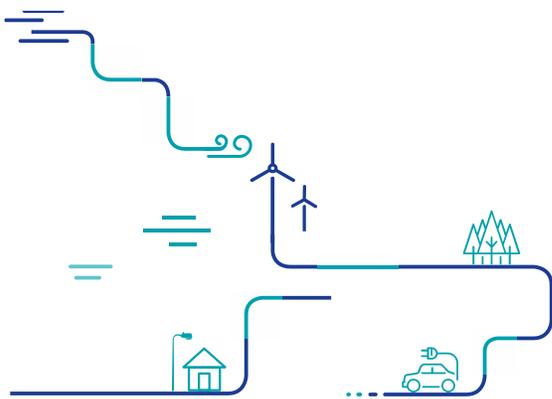
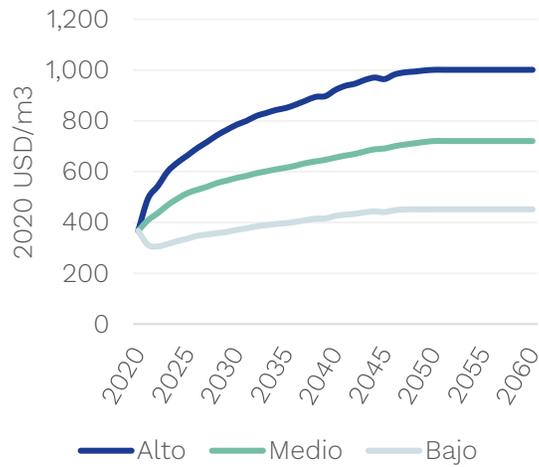
Gas Natural Licuado



Fuel Oil



Diesel

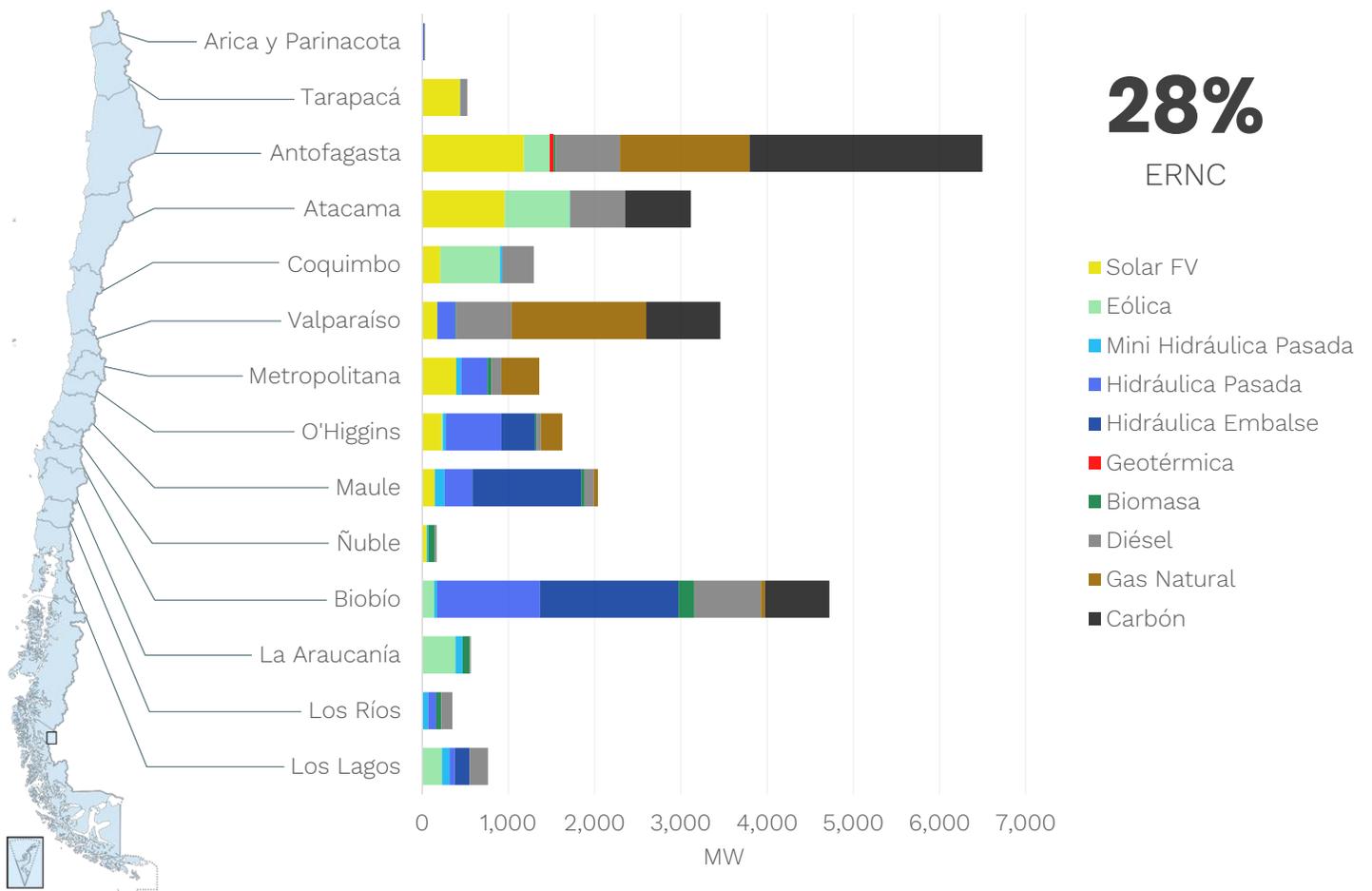


5.6. Generación actual en el Sistema Eléctrico Nacional

El parque generador actual del Sistema Eléctrico Nacional está compuesto por un 28% de Energías Renovables No Convencionales, y suma un total de 26,506 MW de capacidad.

Se presenta un esquema que resume la ubicación territorial de las distintas tecnologías de generación actuales en el Sistema Eléctrico Nacional.

Composición actual del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional



28%
ERNC

- Solar FV
- Eólica
- Mini Hidráulica Pasada
- Hidráulica Pasada
- Hidráulica Embalse
- Geotérmica
- Biomasa
- Diésel
- Gas Natural
- Carbón

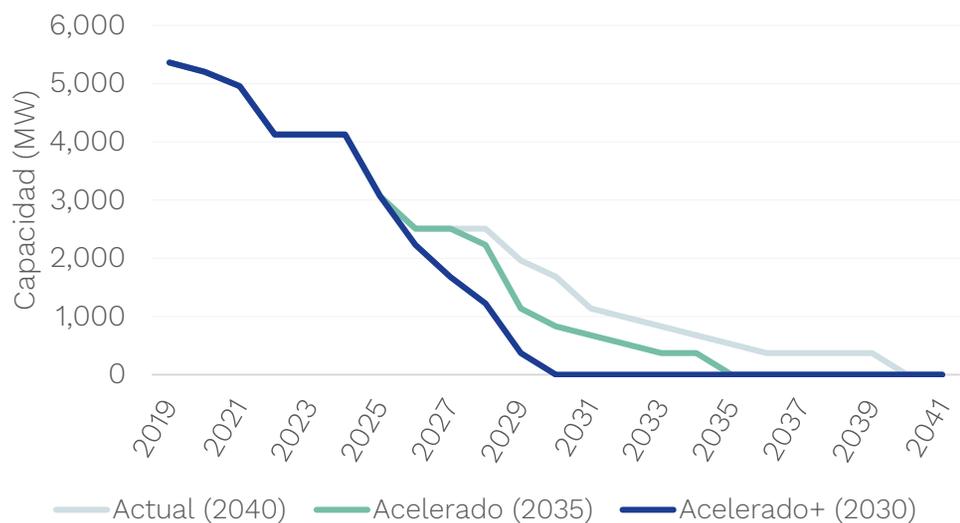


5.7. Trayectoria de retiro de centrales a carbón

Se han establecido tres trayectorias de retiro de centrales a carbón para efectos de evaluar los nuevos escenarios energéticos de la PELP 2023-2027. Los nuevos anuncios de retiro de centrales a carbón dan señales de un adelantamiento progresivo en la salida del carbón desde la matriz eléctrica. Ello, sumado a una integración masiva de energías renovables a gran escala y a nivel distribuido, una expansión y adaptación eficiente y oportuna de los sistemas de transmisión y una adaptación e implementación tecnológica acelerada, permitirán adelantar cada vez más el retiro total de carbón respecto a la fecha límite indicada en el Acuerdo de Retiro de Carbón, sostenido entre el Gobierno de Chile y las empresas propietarias de centrales a carbón, en junio de 2019.

En esta oportunidad, el escenario de Recuperación considera un retiro total de carbón al año 2040, el escenario de Carbono Neutralidad considera el retiro total al año 2035 y el escenario de Transición Acelerada considera el retiro total al año 2030, todos con una pendiente de retiro pronunciada durante esta década.

El retiro de carbón habilita la electrificación directa e indirecta de consumos, pieza clave para alcanzar la meta de carbono neutralidad antes del año 2050.

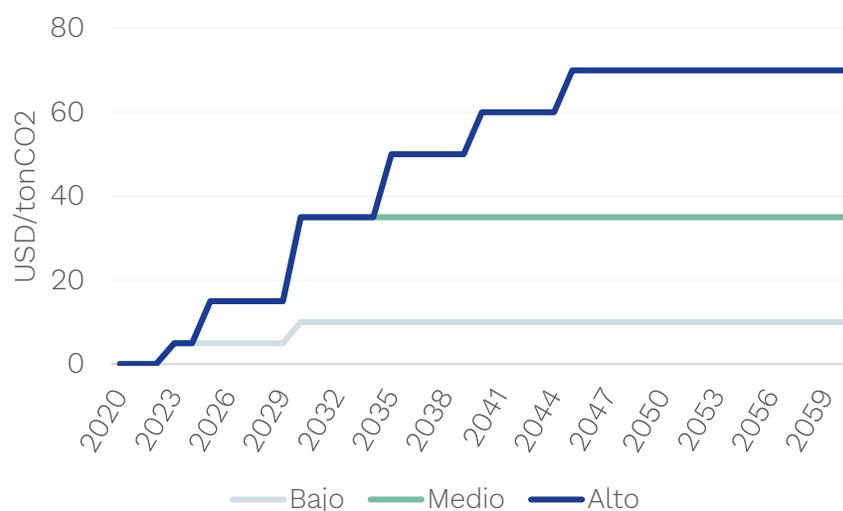


5.8. Trayectoria de impuesto verde

Para efectos de capturar el costo de la externalidad que produce la contaminación emanada de fuentes de generación contaminantes, se considera una trayectoria creciente del impuesto verde en las fuentes contaminantes fijas y móviles.

En este caso, el impuesto verde para centrales térmicas considera los siguientes supuestos:

- Incorporación del actual impuesto verde de 5 dólares la tonelada de CO2 equivalente al costo variable durante el año 2023, tal que el despacho de generación eléctrica se realice internalizando la externalidad negativa de la contaminación emanada.
- La trayectoria de impuesto bajo mantiene dicho valor hasta el 2030, pasando a un impuesto de 10 dólares la tonelada de CO2 equivalente.
- Por otra parte, las trayectorias de impuesto medio y alto crecen escalonadamente entre 2025 y 2030, hasta alcanzar el costo de la externalidad, situado en cerca de 35 dólares la tonelada de CO2 equivalente.
- Finalmente, la trayectoria de impuesto alto continúa creciendo hasta alcanzar los 70 dólares la tonelada de CO2 equivalente en 2045.



5.9. Modelación eléctrica

En esta sección se presentan los supuestos e información relevante para la modelación del sistema eléctrico.



Estudio Proyección de
Generación Distribuida
2021
PELP 2023-2027



Proyecciones de
Generación Distribuida
PELP 2023-2027

5.9.1. Generación distribuida

Las proyecciones que estiman la integración de generación distribuida al 2060 en la PELP, bajo un concepto estilo *NetBilling*, se basan en un desarrollo interno que considera la metodología de NREL y su librería Pysam. Esta herramienta considera un modelo basado en agentes (ABM, por sus siglas en inglés) que interactúan entre los sectores residenciales, comerciales e industriales, diferenciando cada una de las regiones en la adopción de la tecnología fotovoltaica, considerando como base del aprendizaje la información de los años anteriores, además de las proyecciones del PIB, el precio de la energía, los costos de inversión, el factor de planta geo-referenciado y la demanda eléctrica.

5.9.2. Criterios de expansión transmisión

Dado los tiempos de desarrollo, tramitación y construcción de nuevos proyectos de transmisión, se ha considerado que para la década 2020-2030 el sistema de transmisión estructural se puede expandir sólo con soluciones tecnológicas de optimización, ampliaciones, refuerzos y/o con la implementación de sistemas de almacenamiento como *GridBooster* que permiten una operación más eficiente en el corto plazo, liberando la restricción N-1 definida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio sobre aquellos corredores de transmisión que estén limitados por capacidad.

A partir del año 2030, se considera la posibilidad de desarrollo de proyectos de transmisión con capacidad superior, cercana a 1500 MW por alternativa.

5.9.3. Restricciones operativas

De forma de representar algunos de los desafíos de operación que enfrenta y enfrentará el sistema en el mediano y largo plazo con la entrada masiva de



generación renovable variable, se modeló una restricción de inercia mínima y de reserva primaria y secundaria en función del despacho de energías renovables variables, como la solar fotovoltaica y eólica.

En ese sentido, se estableció un límite inferior de 50.000 MVAs para el aporte de inercia y de 10% y 20% de la generación horaria de centrales fotovoltaicas y eólicas, respectivamente.

5.9.4. Bloques horarios

La dinámica en la operación diaria del sistema eléctrico tiene una incidencia cada vez mayor, que impacta en gran medida sobre el parque generador futuro, los requerimientos de almacenamiento energético de baja duración para transmisión y de alta duración para arbitrar energía, y los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por tal motivo, para tener una mejor representación de los fenómenos intradiarios, en esta oportunidad se consideró una modelación de un día típico por mes con una resolución horaria, lo que permite estudiar las interacciones entre la generación renovable variable, gestionable y base, así como la activación de las restricciones de corto plazo consideradas.

Asimismo, permite la integración de soluciones de almacenamiento de corta duración (1 y 2 horas), así como la representación de perfiles de demanda con una dinámica horaria, lo cual se torna cada vez más relevante, toda vez que nuevos consumos eléctricos distribuidos irán tomando fuerza rápidamente, como la electromovilidad y la climatización eléctrica, cuyo requerimiento por la sociedad es, en general, altamente coincidente.



Estudio Análisis de
recursos renovables
PELP 2023-2027

5.9.5. Hidrologías

Dada la condición hidrológica que se ha presentado en los últimos años, la cual se encuentra entre las más secas de las que se tenga registro, y conforme a lo levantado en los distintos talleres participativos de la PELP, en esta oportunidad se ha optado por modelar una única condición hidrológica muy seca, similar al registro del año hidrológico 1998-1999, considerando que los afluentes hídricos son similares con lo observado en el último año.



De esta manera, la PELP condiciona una condición hidrológica seca a todos los escenarios, con tal de promover acciones que permitan anteponerse a situaciones extremas que pudiese enfrentar el sistema en el mediano y largo plazo.

El tratamiento hidrológico será una línea de trabajo permanente de la PELP, y se realizarán análisis continuos de sensibilidad, considerando el efecto del cambio climático, tanto en los afluentes hídricos como en los perfiles de generación de plantas solares eólicas, así como modificaciones en los patrones de consumo principalmente por climatización, debido a los efectos del cambio climático.

5.9.6. Perfiles de producción eólica²⁹

La variabilidad de la producción de los parques eólicos es un factor relevante que debe acompañarse de buenos sistemas de pronósticos de corto, mediano y largo plazo, toda vez que la generación eólica va tomando un rol relevante en la participación del parque generador del sistema eléctrico.

Existen múltiples técnicas para poder utilizar dicha variabilidad en los modelos de planificación y así tomar acciones sobre ello. En esta PELP se consideró un perfil de 24 horas por mes para cada central, a través de la identificación de días representativos por mes mediante la técnica matemática K-Means con distancia euclidiana, bajo la restricción que sea coherente con la energía horaria que se genera en cada mes.

5.9.7. Perfil de demanda

Dada la importante proyección de nuevos consumos eléctricos, como lo son la electromovilidad, la climatización y la producción de hidrógeno verde, cuyo requerimiento de energía durante las horas del día cobra especial relevancia, en esta oportunidad se consideraron perfiles separados para cada demanda: base, climatización que considera calefacción y aire acondicionado,

²⁹ Este trabajo se realizó junto a la Universidad Adolfo Ibañez y al equipo del proyecto anillo ORECC (Operation Research in Energy & Climate Change) con quien además se están incorporando técnicas de Big Data sobre los perfiles de generación renovable con Cambio Climático, que se irán implementando en el proceso PELP.



electromovilidad y producción de hidrógeno verde.

Los perfiles para climatización y electromovilidad fueron estudiados y proyectados en una memoria de pregrado de la Universidad de Chile “Elaboración de perfiles de demanda a nivel de distribución para efectos de consideración en Planificación Energética de Largo Plazo”.

se optó por separar y modelar con un perfil distinto cada una de estas demandas, diferenciándolas de la componente base. En el caso de la electromovilidad y la climatización, se utilizó información de la tesis de magíster de un estudiante de la Universidad de Chile, y en cuanto al hidrógeno verde, se consideró una modelación endógena de su producción, permitiendo que el modelo definiera dónde y cuándo producirlo en función de las señales de precio.



Memoria Perfiles de
Demanda para PELP
PELP 2023-2027

5.9.8. Producción de H2V

La producción de hidrógeno verde, tanto para la demanda local como para la exportación, se prevé como uno de los grandes consumos de energía eléctrica en el futuro, sobre todo en los escenarios con mejores perspectivas económicas.

En ese sentido, con el objetivo de representar las dinámicas de su producción, la demanda asociada se incorporó como una variable de optimización en el modelo, de manera de definir la curva de producción diaria y anual que optimizara las condiciones del sistema y de la producción en sí misma.

De esta manera, en base a un requerimiento de producción diaria y anual de hidrógeno verde, se modula su producción de forma de aprovechar las horas con mejores precios de energía, lo que a su vez entrega flexibilidad al sistema y reduce los costos de operación e inversión.

5.9.9. Almacenamiento

Con el objetivo de identificar de mejor manera el rol fundamental que tendrán las soluciones de almacenamiento en los sistemas eléctricos, en esta oportunidad se modelaron diversos tipos de soluciones tecnológicas.



1. Baterías tipo BESS, cuya capacidad de almacenamiento varía entre 1, 2 y 4 horas, con una eficiencia de 81% en el ciclo completo de carga.
2. Soluciones de aire comprimido (CAES), las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas con una eficiencia cercana al 60%.
3. Reconversión de algunas de las centrales actualmente a carbón que se van a retirar del sistema. Se modela la alternativa de reconversión a baterías de Carnot, las cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 4 o 12 horas, con una eficiencia de 36%.
4. Centrales de bombeo hidráulico en la zona norte del sistema, en base a información que se ha sido levantada por el Ministerio de Energía respecto al potencial que podría desarrollarse en el país.

5.9.10. Configuraciones para tecnología Solar CSP³⁰

En esta oportunidad se implementaron importantes modificaciones en la representación de la tecnología Solar CSP.

La primera es integrar tres tipos de configuraciones, cada una con un propósito diferente, la primera es una versión con 6 horas de almacenamiento, exclusivamente para estar disponible en horas *peak* del sistema, otra tiene 13 horas de almacenamiento para ser despachada día y noche, y una intermedia con 9 horas de almacenamiento.

Estas configuraciones fueron construidas con el software SAM, que no tan sólo genera una definición detallada de cada parte de la central, sino que también genera una lista de partidas de costos de un proyecto tipo, lo que define un costo de inversión que se utiliza como punto inicial de las respectivas trayectorias de costos en el tiempo.



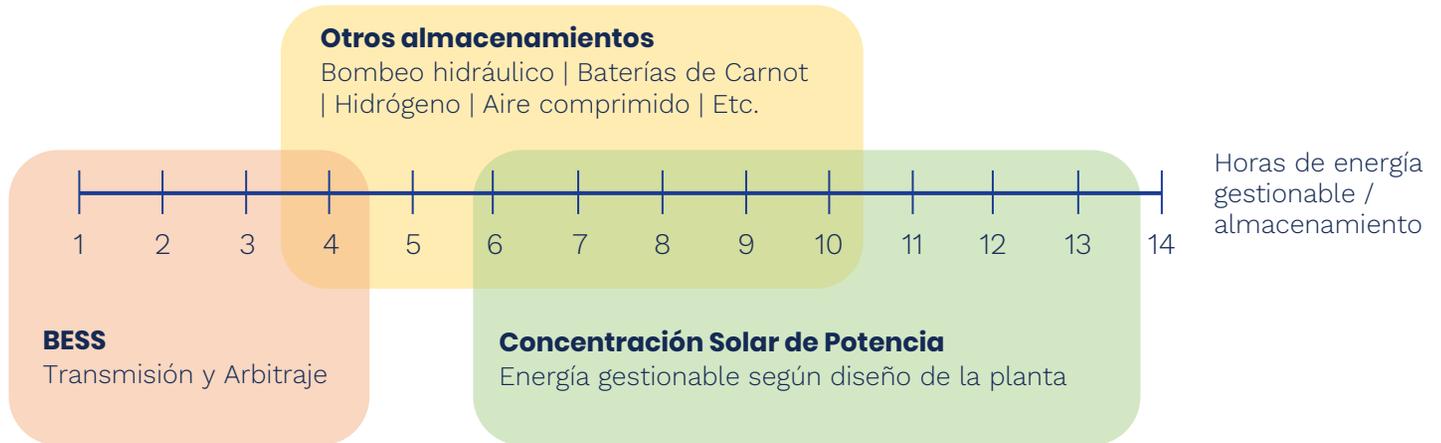
Análisis Solar CSP
PELP 2023-2027

³⁰ Este trabajo se desarrolló junto a CORFO, representado en esa oportunidad por el Comité Solar e Innovación Energética y junto al equipo de Fraunhofer Chile, con quienes se logró levantar el perfil de producción térmico (bajo la torre y antes de almacenamiento de sales) de estas plantas, y para cada una de las locaciones en donde esta tecnología es más eficiente, permitiendo que el modelo de optimización decida la capacidad, configuración, ubicación y temporalidad óptima de cada proyecto.



5.9.11. Almacenamiento para transmisión y arbitraje, y energías gestionables

Se presenta un esquema que resume las tecnologías consideradas en las proyecciones eléctricas que serán presentadas en la siguiente sección.



5.10. Proyecciones eléctricas

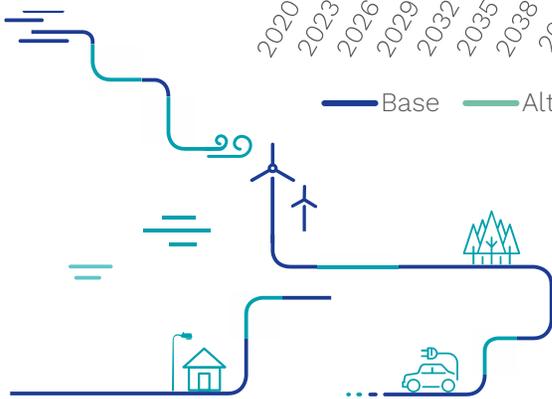
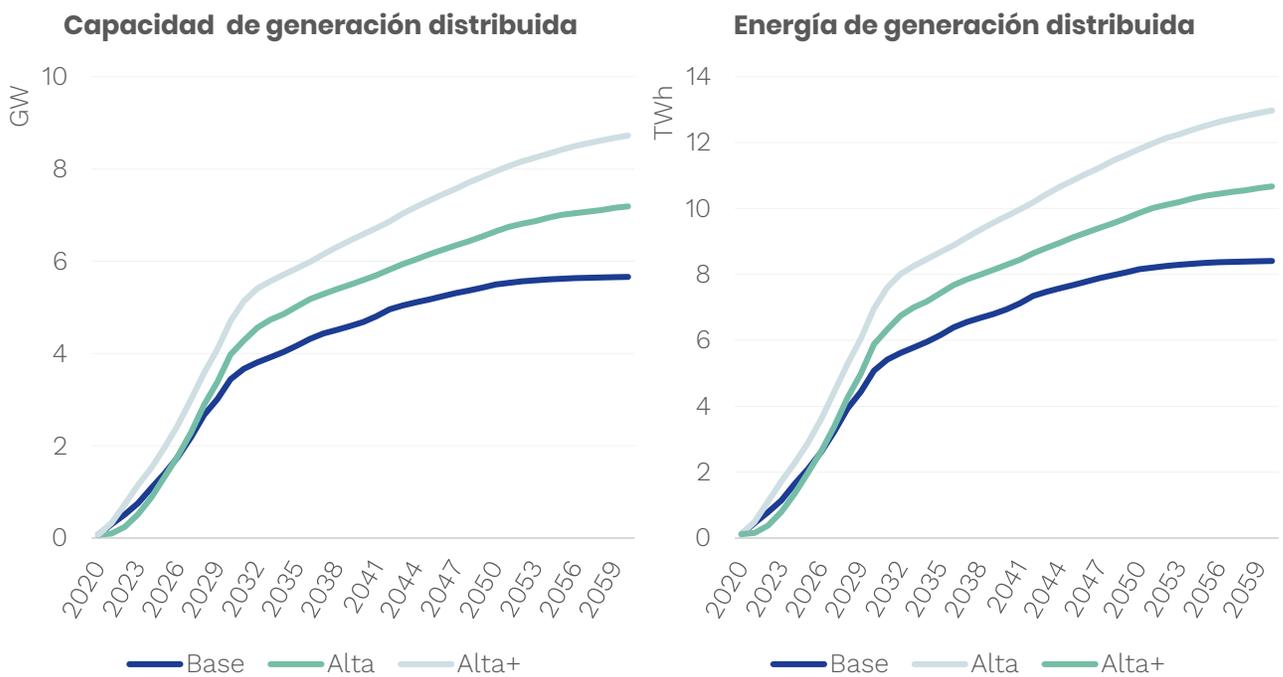
En esta sección se presentan los resultados de las proyecciones eléctricas.

5.10.1. Generación distribuida

Se presentan las proyecciones de capacidad y energía para la generación distribuida en base a tecnología solar fotovoltaica.

En esta oportunidad, la generación distribuida contempla los sectores residencial, comercial e industrial, con proyecciones que superan los 8,000 MW en el escenario Alto+.

Dado que esta tecnología permite acercar las energías renovables a los distintos usos finales, se identifica como una opción que debe continuar propiciándose con fuerza para continuar desarrollando energía a partir del sol. Además, apoyan un uso más eficiente de la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica.



5.10.2. Demanda eléctrica

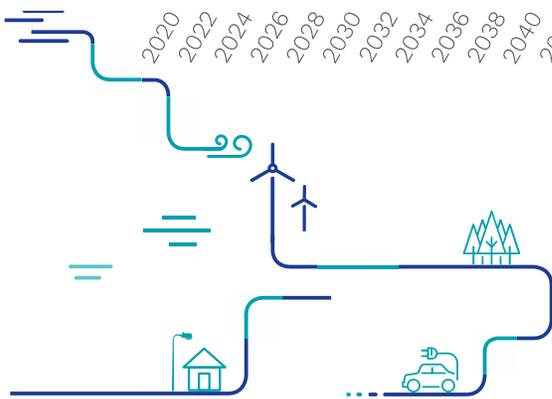
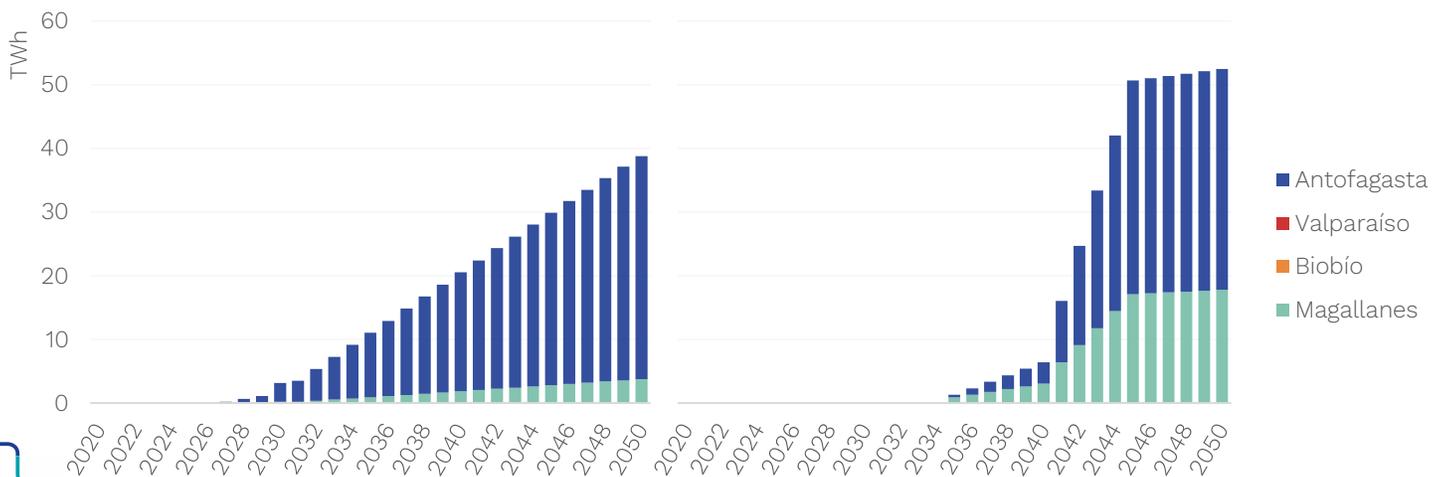
La proyección de la demanda eléctrica debe realizarse en un entendimiento cabal del sector energético en su totalidad, dado que nuevos consumos eléctricos irán cobrando relevancia e, incluso, determinando la demanda eléctrica resultante. Climatización, electromovilidad y producción de hidrógeno verde (H2V).

En el caso de la climatización y la electromovilidad, su proyección se define en base a la proyección energética y la identificación de la oferta requerida para abastecer los consumos térmicos y de movilidad. Por otra parte, la producción de H2V también se obtiene desde el consumo interno requerido para reemplazar actuales energéticos contaminantes, como transporte de carga, usos mineros, usos motrices, entre otros. Además, la producción de H2V también se requerirá para exportar este vector energético, ya sea como hidrógeno o sus derivados, como amoníaco, a otros países del mundo. Las cifras de producción de H2V en los distintos escenarios se construyen en base a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

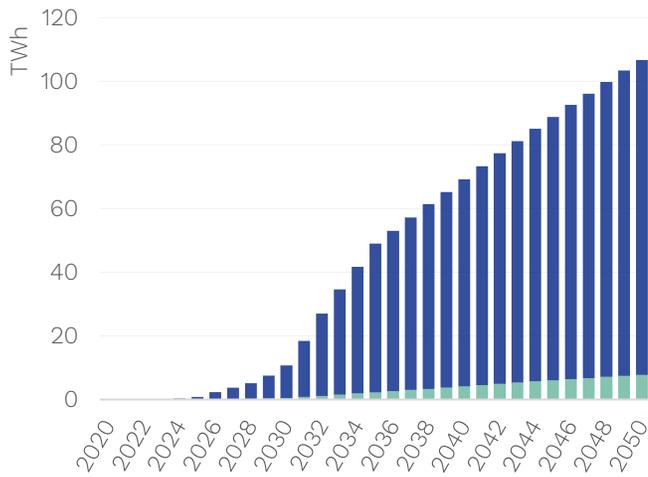
Se presentan las proyecciones de producción de H2V para consumo interno y exportación en cada escenario energético.

Producción H2V Total - Consumo interno
Recuperación

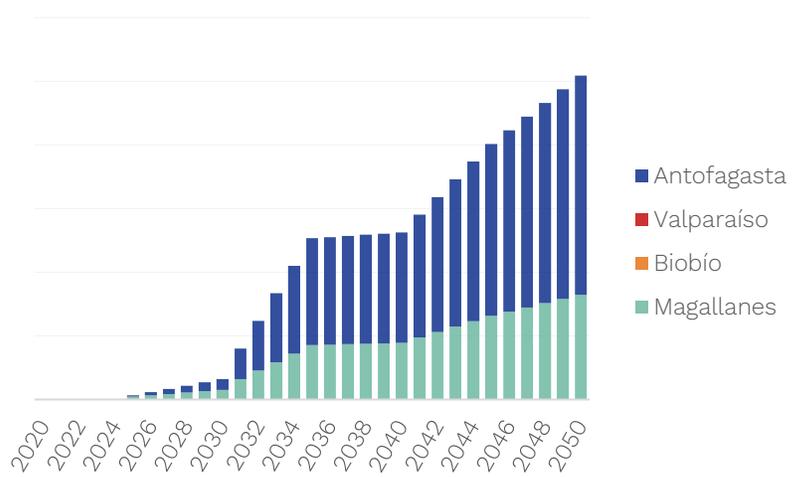
Producción H2V Total - Exportación
Recuperación



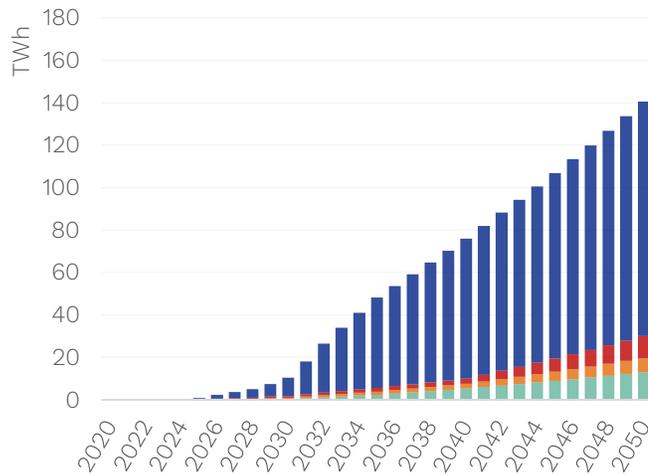
Producción H2V Total - Consumo interno
Transición Acelerada



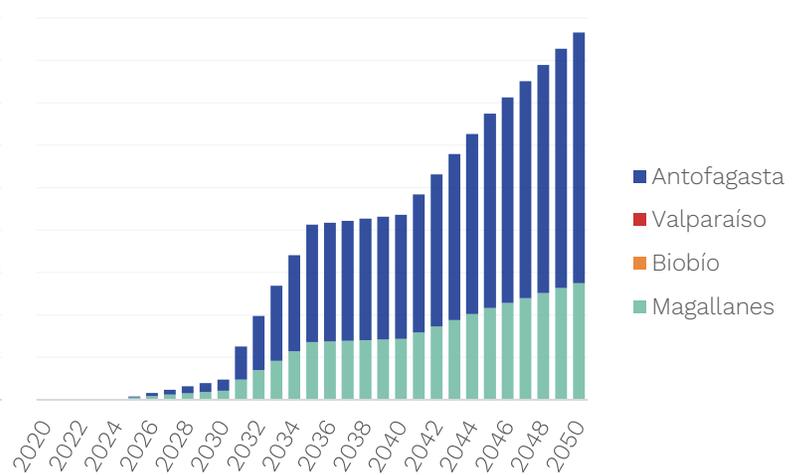
Producción H2V Total - Exportación
Transición Acelerada



Producción H2V Total - Consumo interno
Transición Acelerada



Producción H2V Total - Exportación
Transición Acelerada

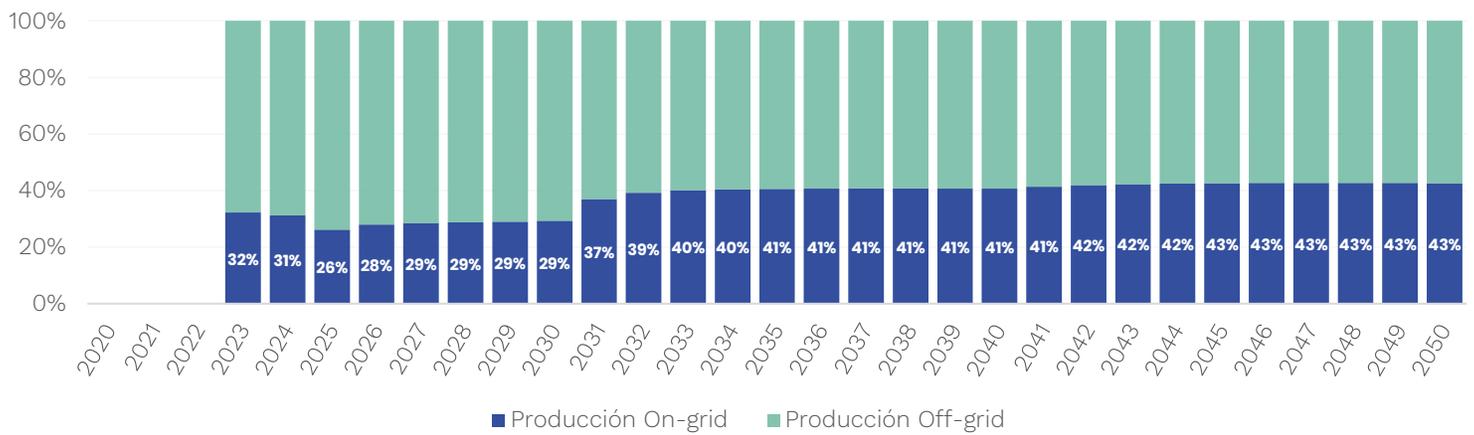


Por otra parte, se prevé que el H2V se producirá mediante dos tipos:

- Off-grid, o desconectada del sistema eléctrico.
- On-grid, o conectada al sistema eléctrico.

Para esos efectos, se proyecta un nivel de producción On-grid que se mueve entre en valores cercanos al 30% y 40%, tal como se presenta en el gráfico.

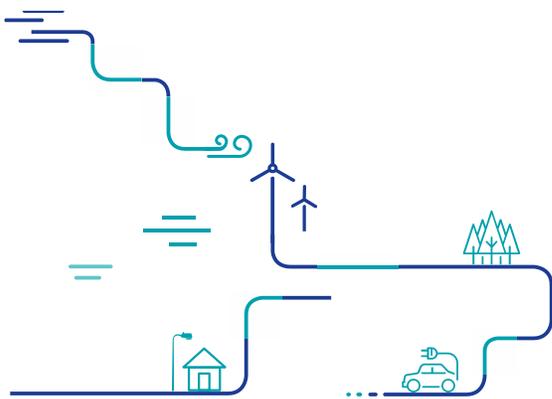
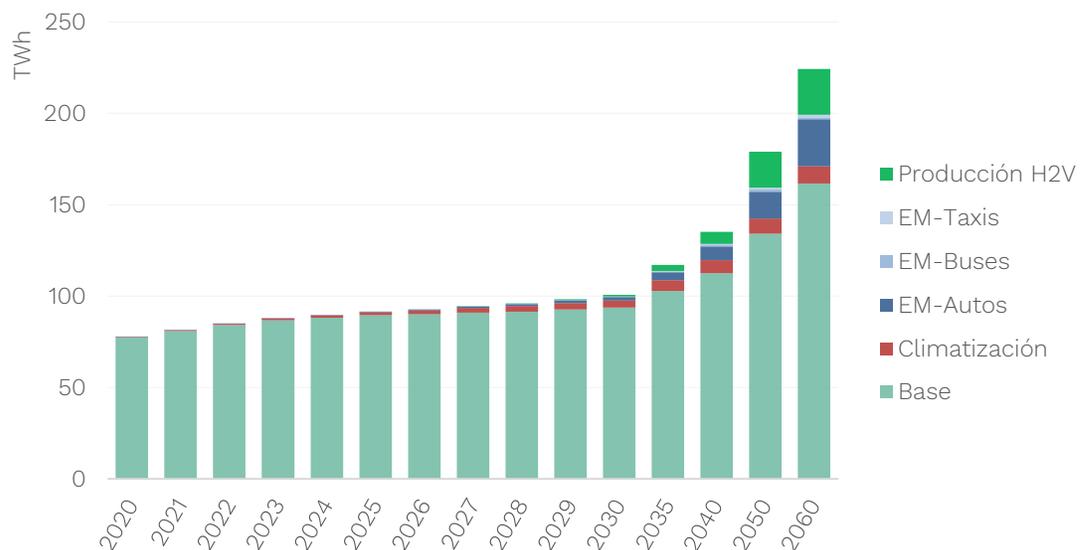
Tipo de producción H2V



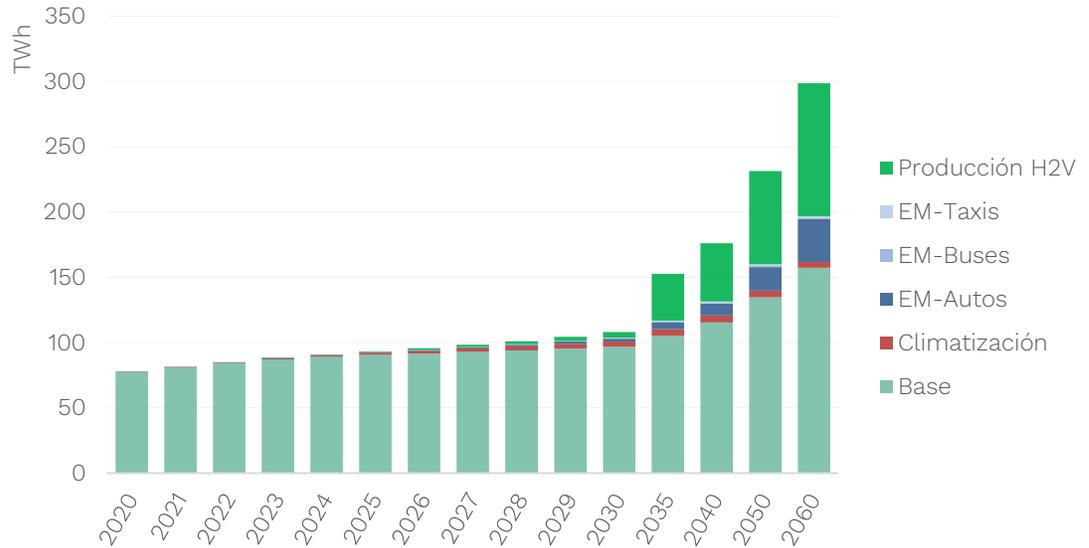
Por su parte, la proyección de la demanda contempla un crecimiento sostenido durante la década actual, influenciada por los consumos históricos. No obstante, a finales de la década comienza a visualizarse la irrupción de los nuevos consumos eléctricos que se promueven para alcanzar la meta de carbono neutralidad: climatización eléctrica (considerando previamente reacondicionamiento térmico en viviendas existentes), electromovilidad y producción de hidrógeno verde.

En el escenario de Recuperación, estos nuevos consumos eléctricos alcanzar una proporción importante al año 2050, no obstante, en los escenarios Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, el consumo eléctrico presenta un crecimiento sustancial en las últimas décadas del horizonte de análisis, empujado fuertemente por la producción de hidrógeno verde para consumo interno y exportación.

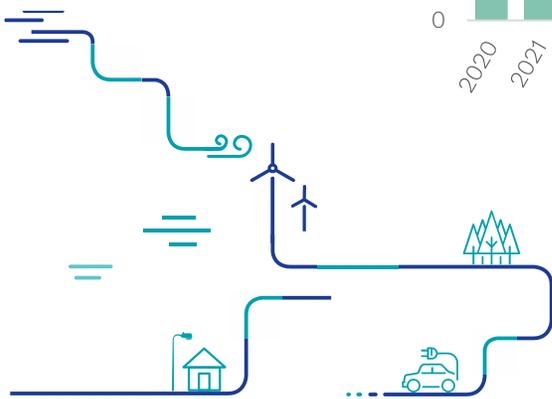
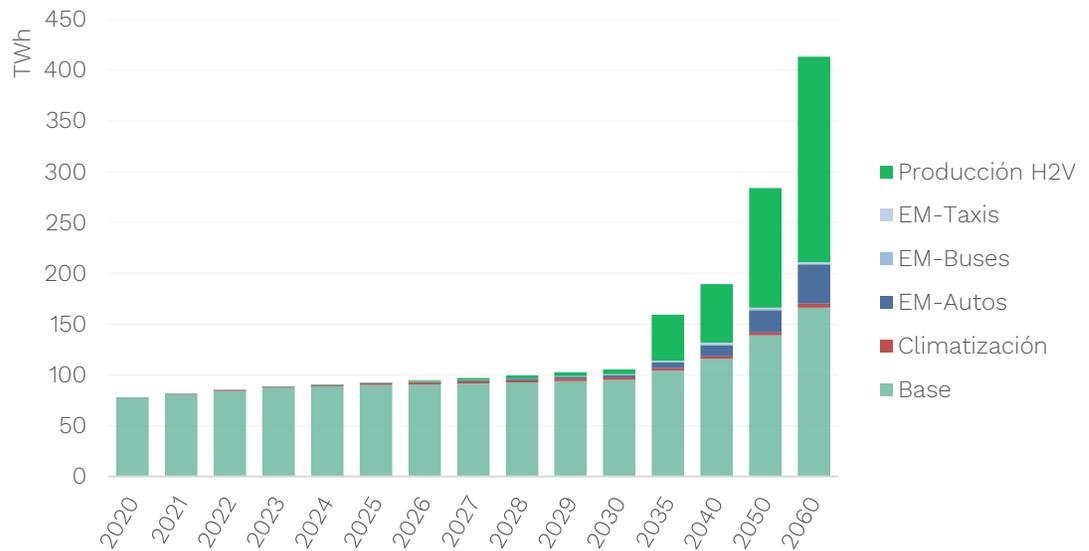
**Demanda Eléctrica
Recuperación**



Demanda Eléctrica Carbono Neutralidad



Demanda Eléctrica Transición Acelerada



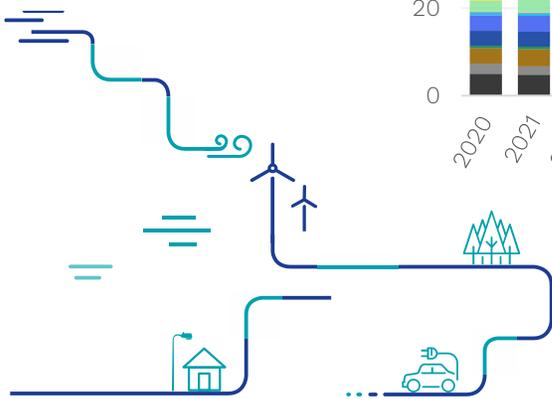
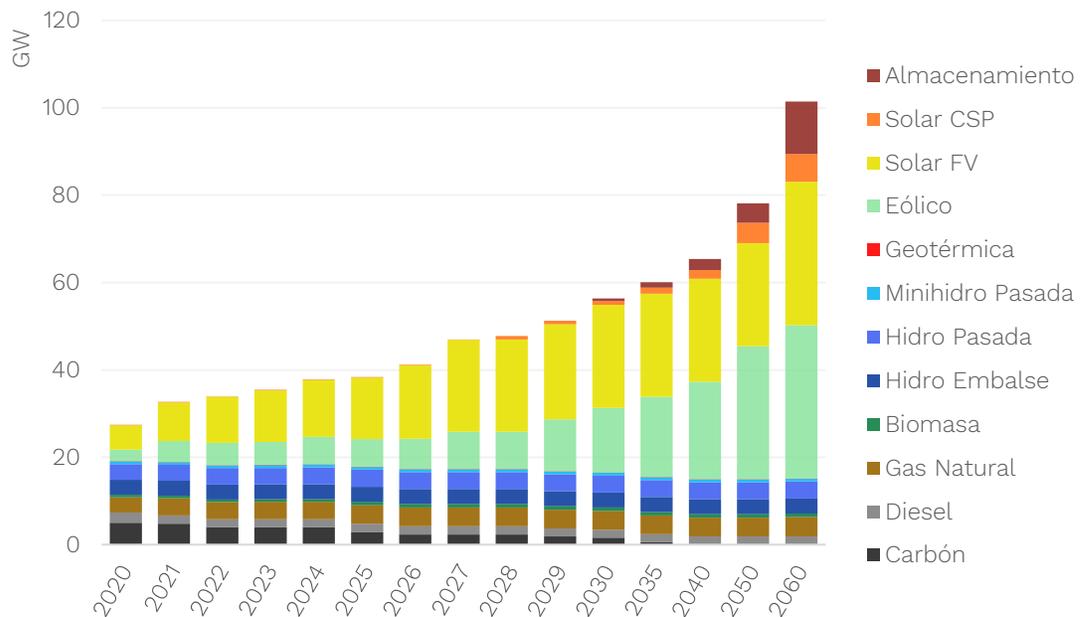
5.10.3. Capacidad instalada

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional continúa incorporando energías renovables a su matriz, principalmente energías solares y eólicas.

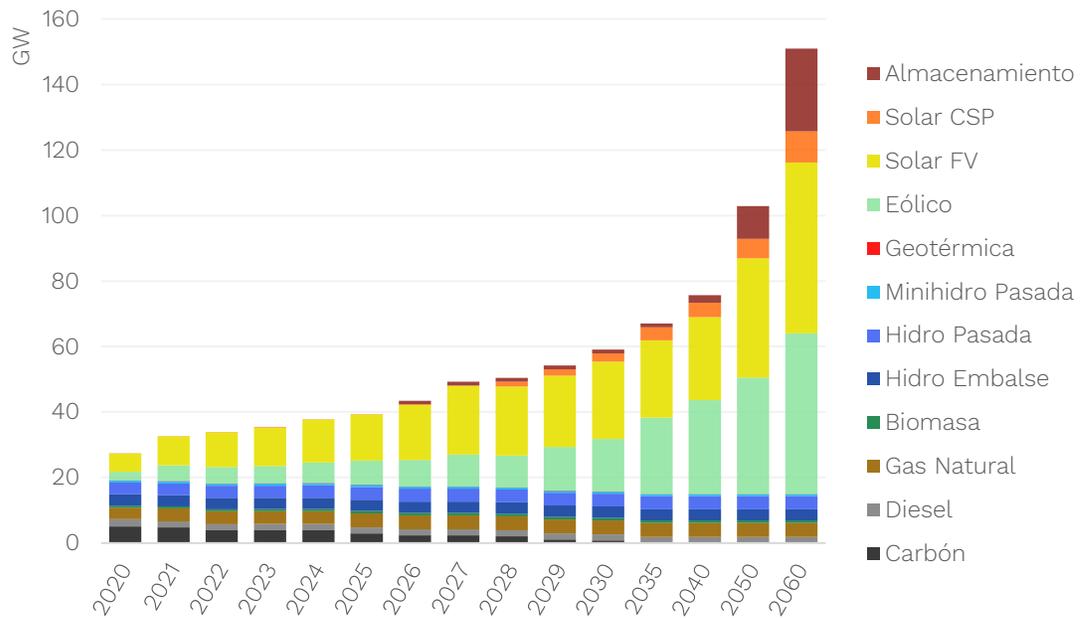
Sin perjuicio de lo anterior, además de estas tecnologías, el almacenamiento y energías gestionables como la Solar CSP toman mayor preponderancia toda vez que se va retirando el carbón e ingresan más energías renovables variables. En particular, sobre los 7,000 MW, la energía solar fotovoltaica necesita fuentes de almacenamiento o consumo en horas de sol para seguir creciendo, pues alcanzar los límites impuestos por la demanda máxima instantánea, y la capacidad máxima de gestión de dicha tecnología en la operación del sistema eléctrico.

Por ello, entre mediados y fines de esta década, el almacenamiento y la energía gestionable pasan a ser una pieza fundamental en el crecimiento de la matriz renovable. Las proyecciones muestran que, a fines de esta década, un escenario de Transición Acelerada requeriría cerca de 2,000 MW de almacenamiento tipo BESS, CAES, Carnot, etc. Además de unos 3,000 MW de energía renovable gestionable, como la Solar CSP.

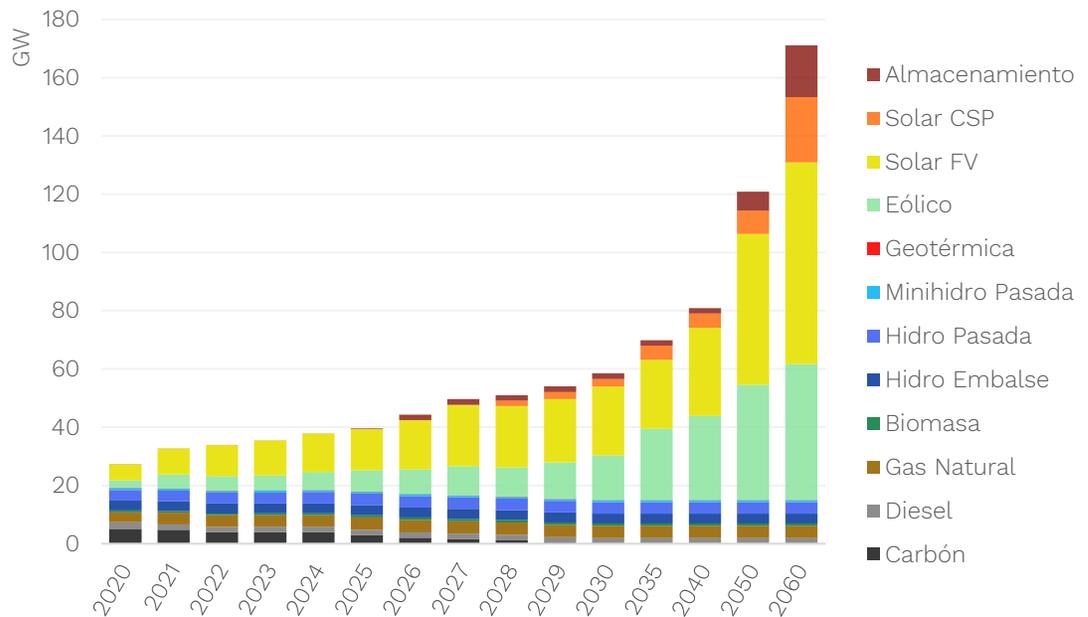
**Capacidad instalada de generación
Recuperación**



Capacidad instalada de generación Carbono Neutralidad



Capacidad instalada de generación Transición Acelerada



5.10.4. Generación eléctrica

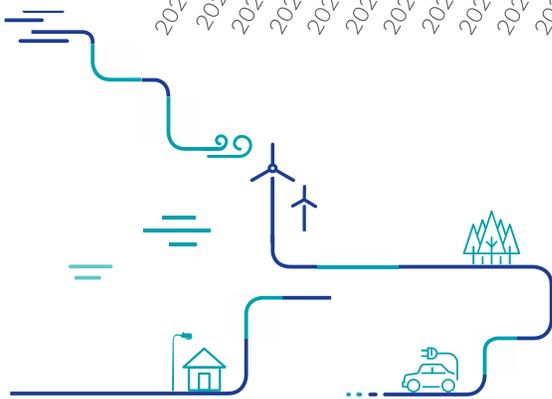
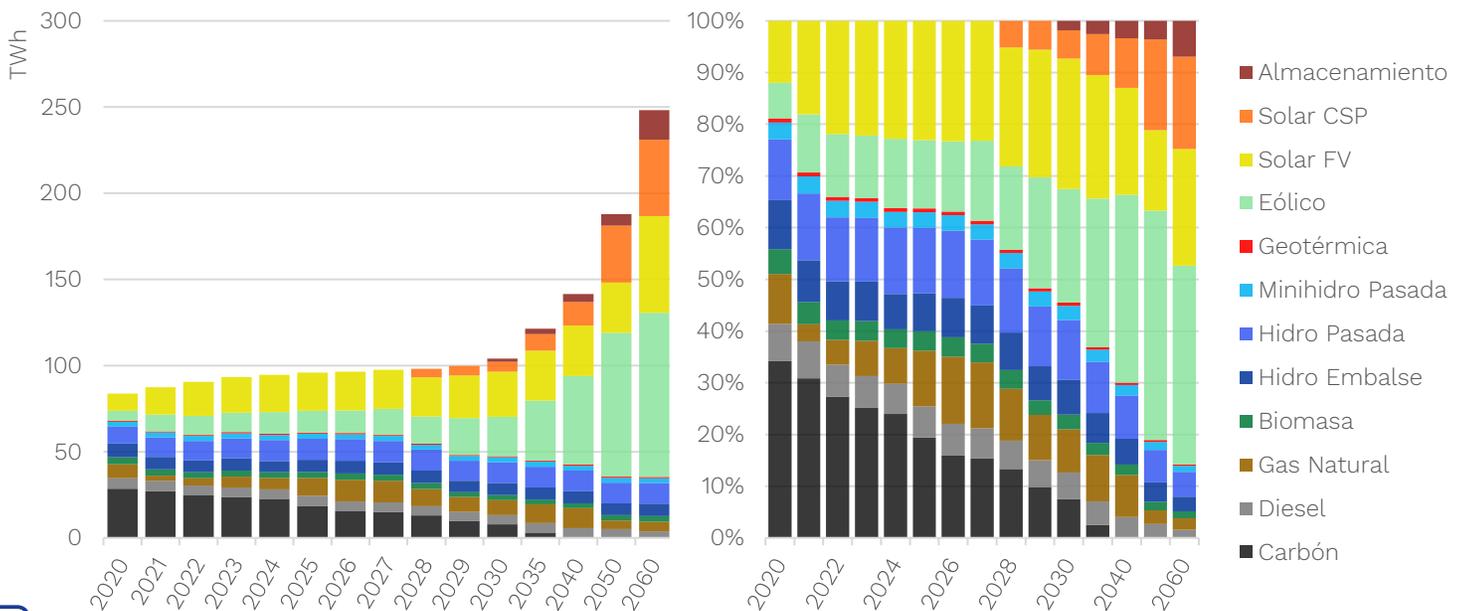
Se presentan los niveles de generación eléctrica por tecnología, tanto a nivel de TWh como de participación porcentual.

Se identifica claramente cómo el retiro de centrales a carbón cercano a fines de esta década e inicios de la próxima, unido a una baja disponibilidad de recurso hídrico, fomentan de forma anticipada -respecto a proyecciones anteriores de la PELP- la inserción de tecnologías de almacenamiento y fuentes renovables variables.

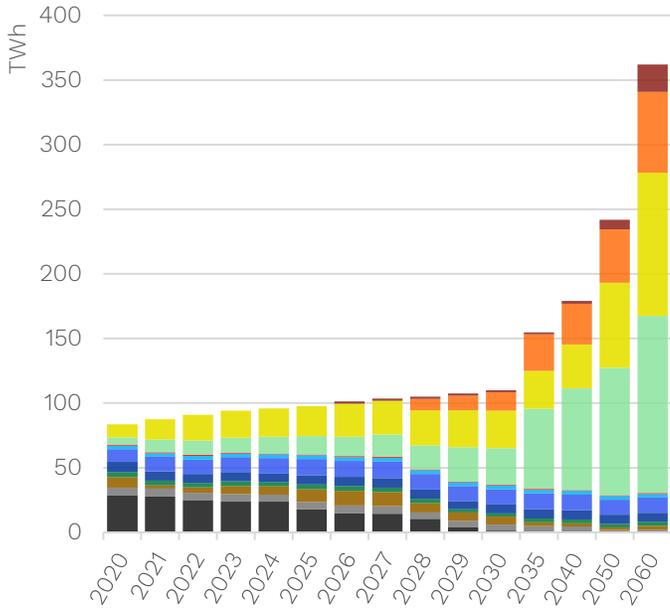
Se identifica también cómo el gas asume un rol importante en la transición energética, disminuyendo progresivamente su aporte hacia el año 2040, y de manera anticipada en escenarios en los que se considera un impuesto verde superior, junto con condiciones propicias para las inversiones renovables de todo ámbito y almacenamiento energético.

Generación anual proyectada
Recuperación

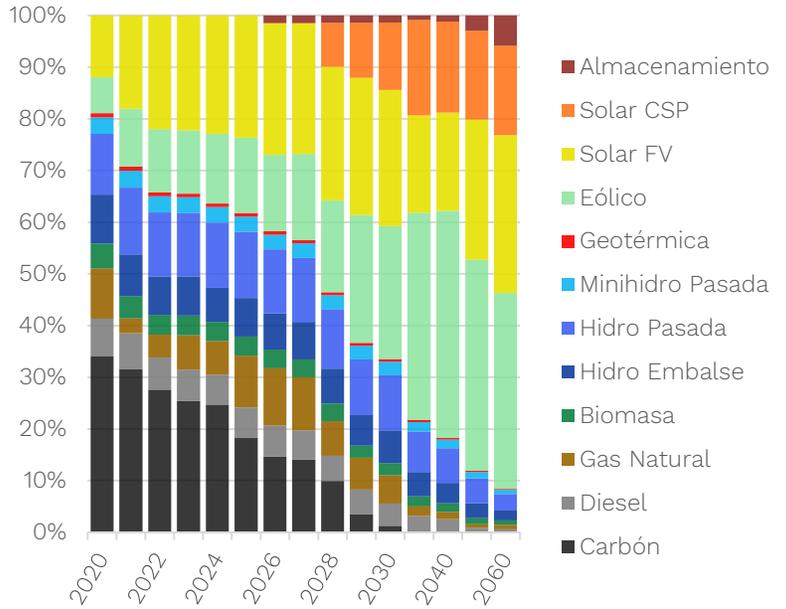
Participación tecnológica en la generación
Recuperación



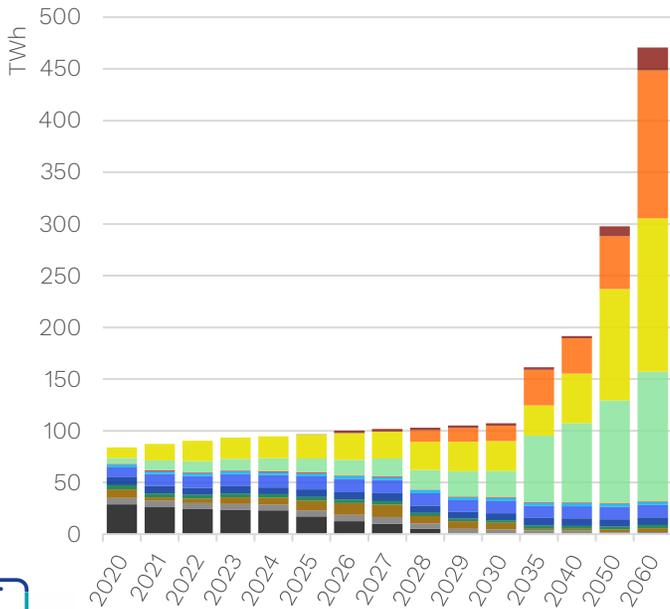
**Generación anual proyectada
Carbono Neutralidad**



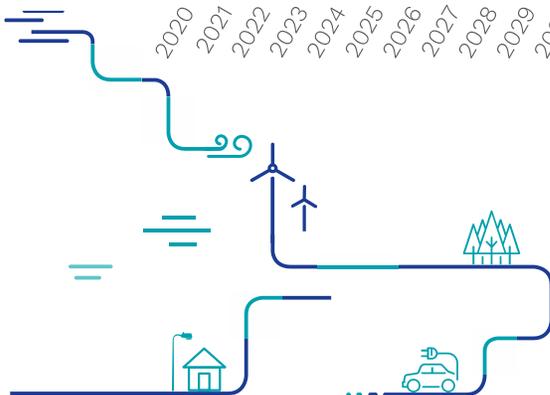
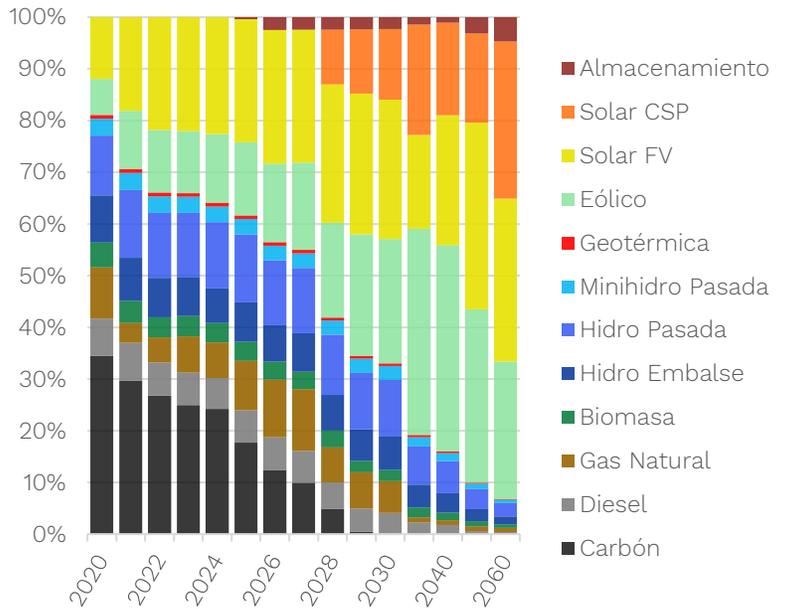
**Participación tecnológica en la generación
Carbono Neutralidad**



**Generación anual proyectada
Transición Acelerada**



**Participación tecnológica en la generación
Transición Acelerada**



5.10.5. Curvas diarias de demanda y generación

La operación diaria del sistema eléctrico cobra especial relevancia toda vez que se incorporan más energías renovables a la red, así como también, la aparición de más consumos eléctricos masivos como la climatización eléctrica y la electromovilidad. Además, la porción de producción de hidrógeno verde que se lleve a cabo conectada a la red también establecerá una dinámica interesante desde el punto de vista de la operación de la red eléctrica.

Bajo este contexto, es muy importante que esta década se caracterice por la adopción e implementación tecnológica en todos los niveles, desde la operación del sistema eléctrico, hasta la provisión de servicios de seguridad de manera automatizada.

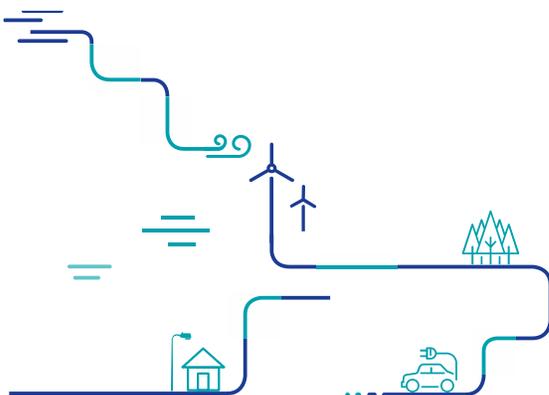
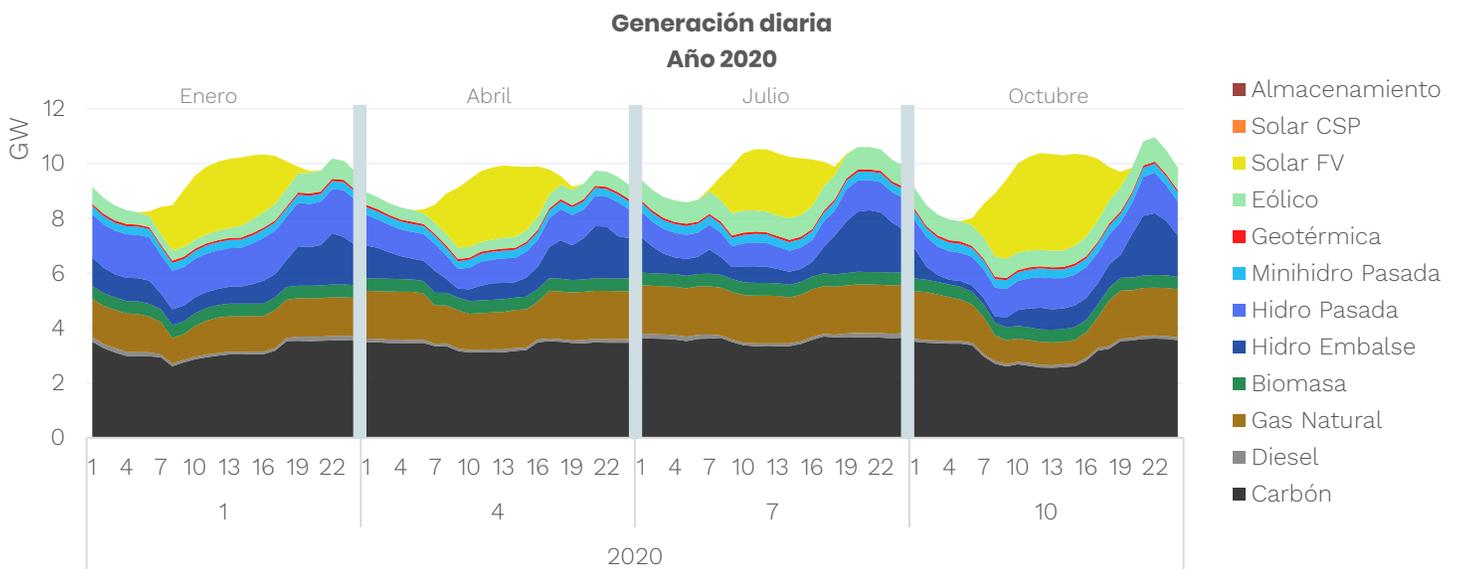
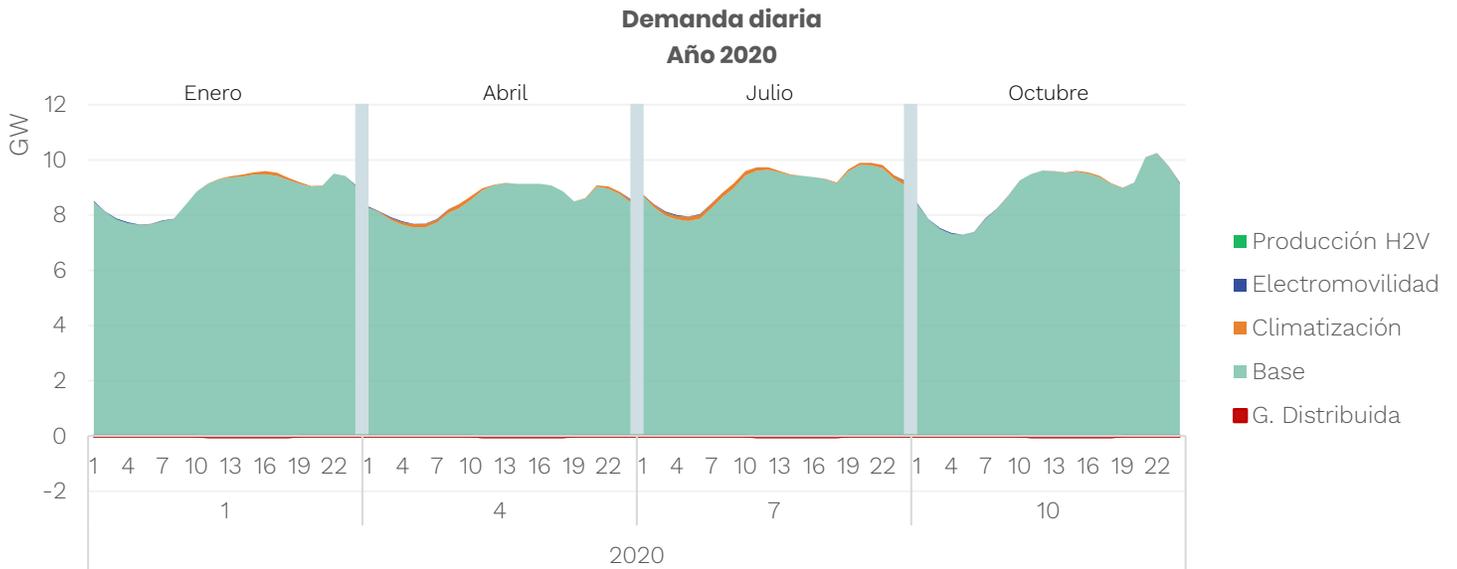
Para iniciar el análisis de la operación diaria proyectada, se presentará un día típico simulado para el año 2020, de modo de poder comparar una operación actual totalmente distinta a lo que será la operación de la red en unos años más.

No sólo será importante la interacción desde el punto de vista de la generación, sino que el consumo asume un rol sustancial y clave en el relacionamiento de la operación, y su gestión tiene una implicancia directa sobre la infraestructura requerida en el mediano y largo plazo.

Cabe mencionar que la generación distribuida ha sido incorporada en la curva de demanda, con valores negativos, de modo tal que permita identificar el nivel de este tipo de generación y la curva de demanda resultante que debe abastecerse desde centrales generadoras de mediano y mayor tamaño.



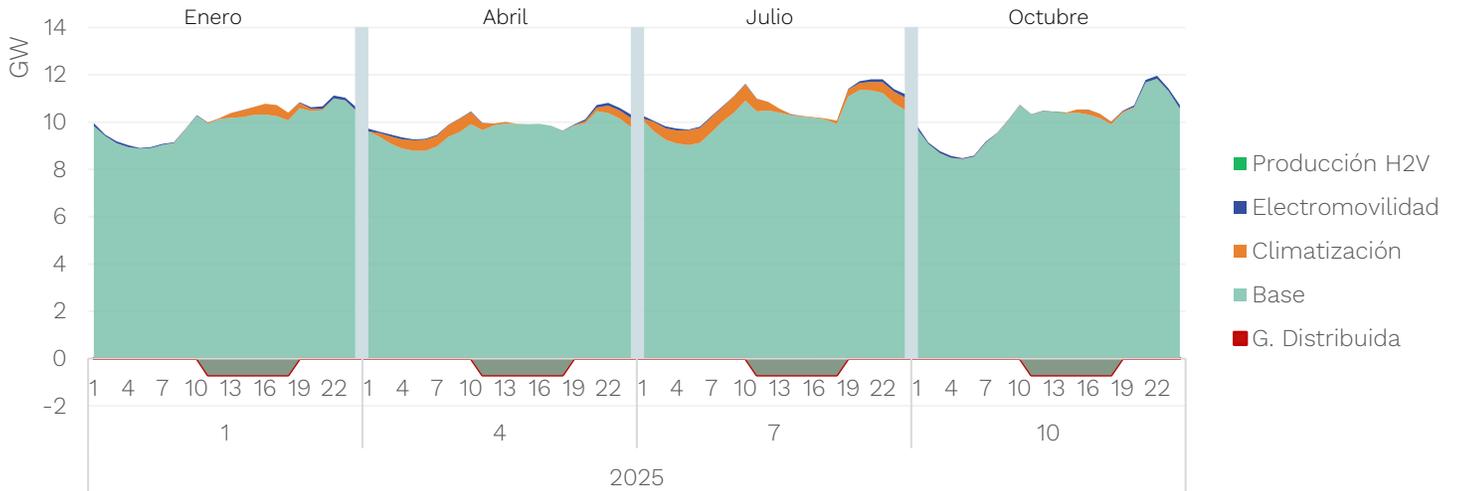
Simulación año 2020 como punto de partida



Escenario Recuperación Lenta Post Covid

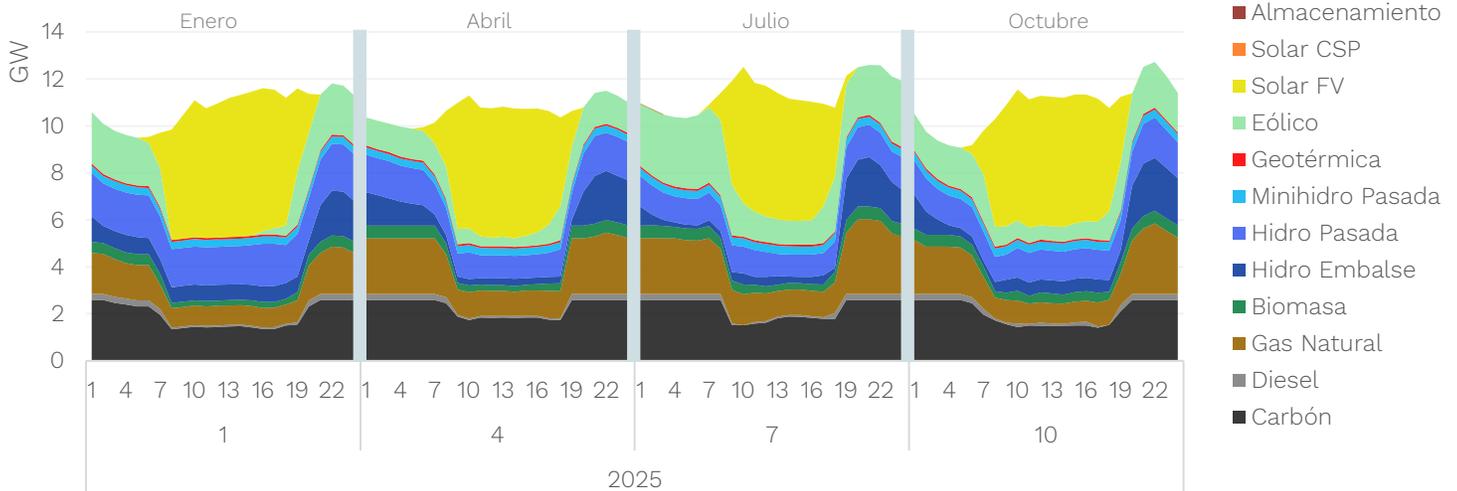
Demanda diaria - Año 2025

Recuperación

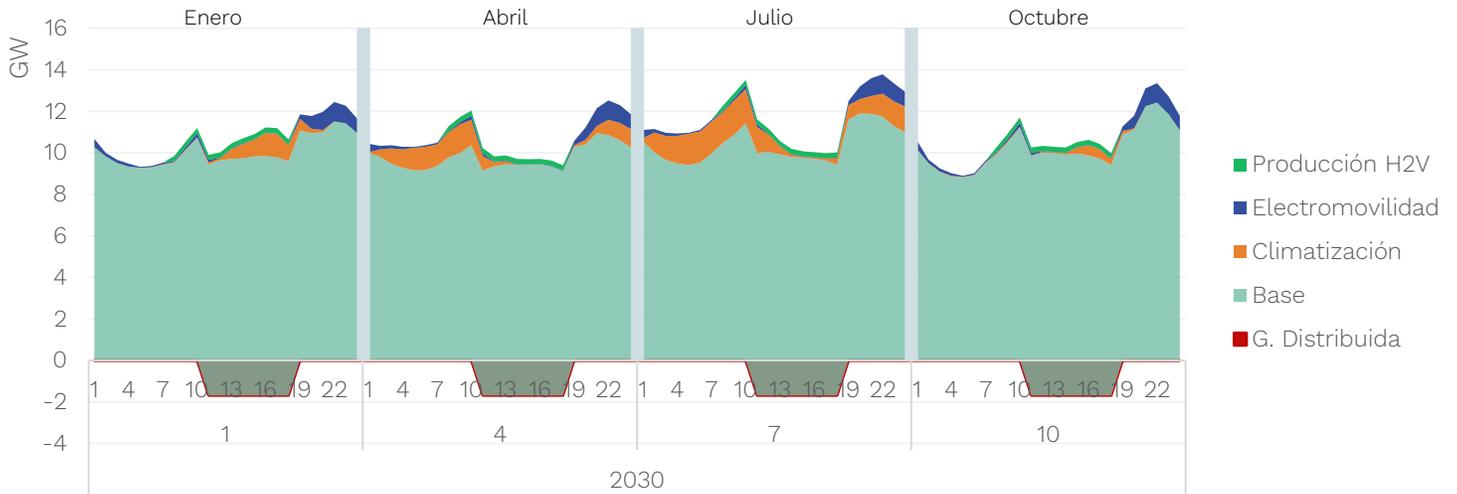


Generación diaria - Año 2025

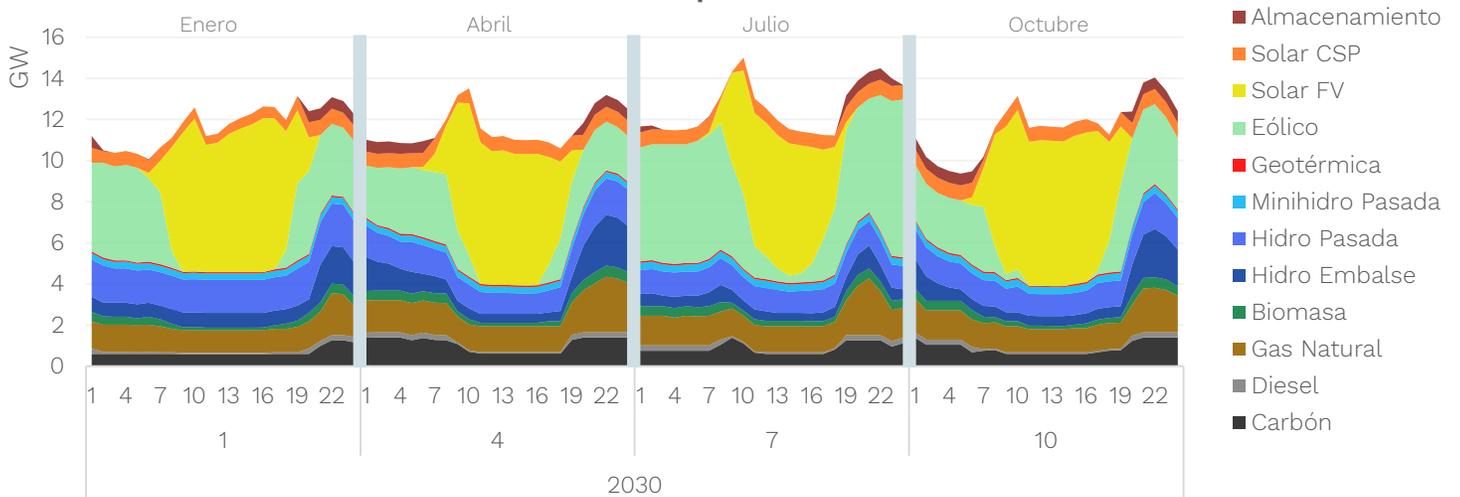
Recuperación



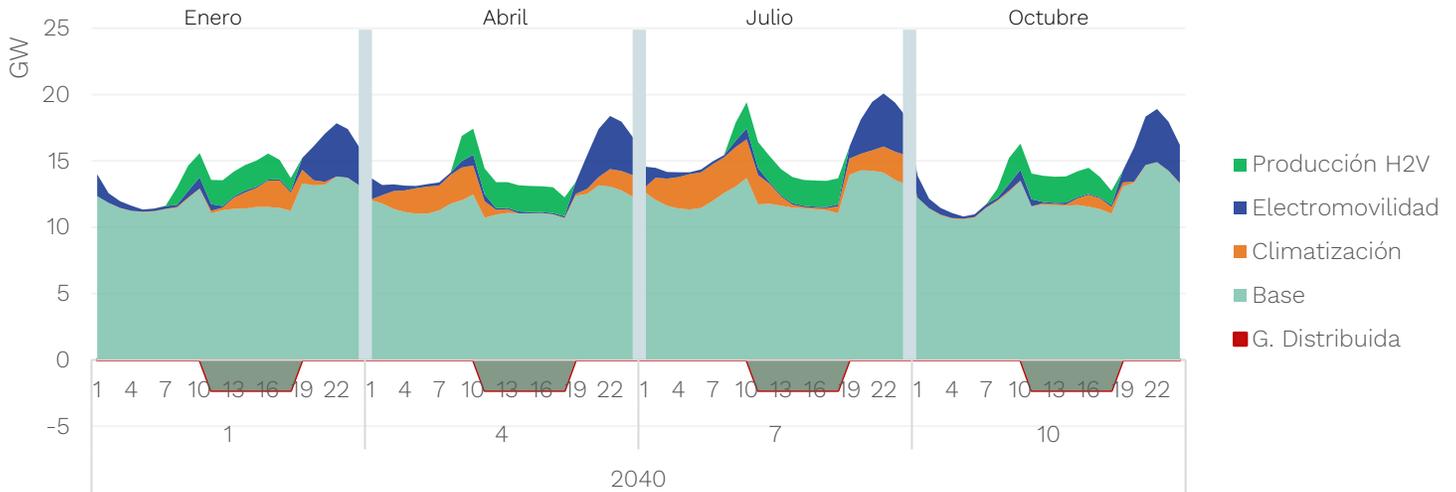
Demanda diaria - Año 2030 Recuperación



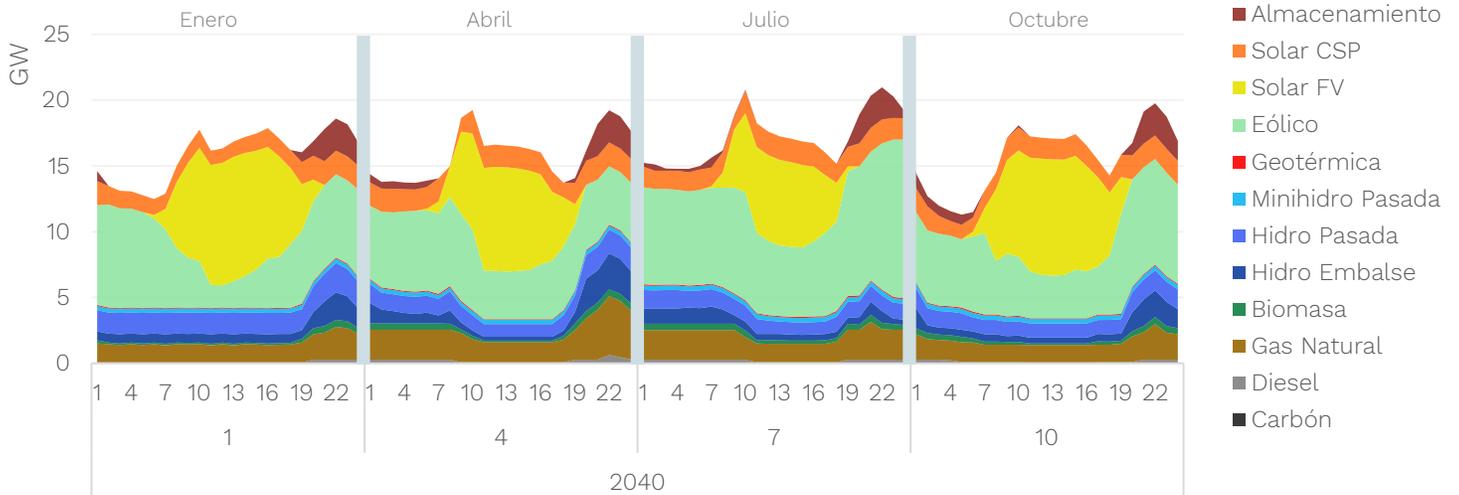
Generación diaria - Año 2030 Recuperación



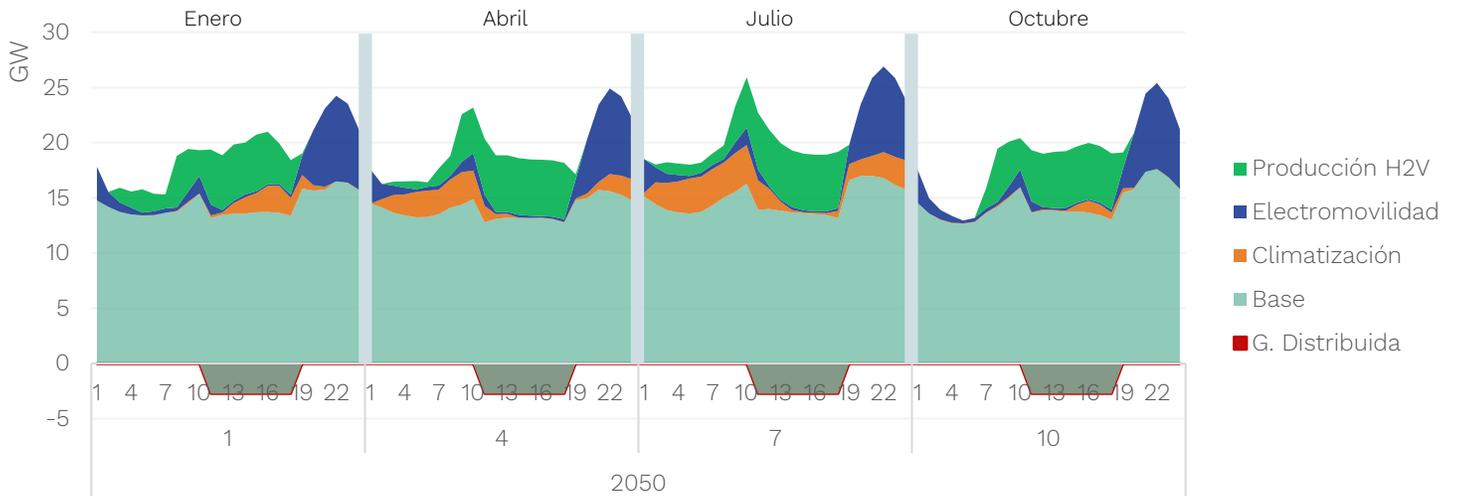
Demanda diaria - Año 2040 Recuperación



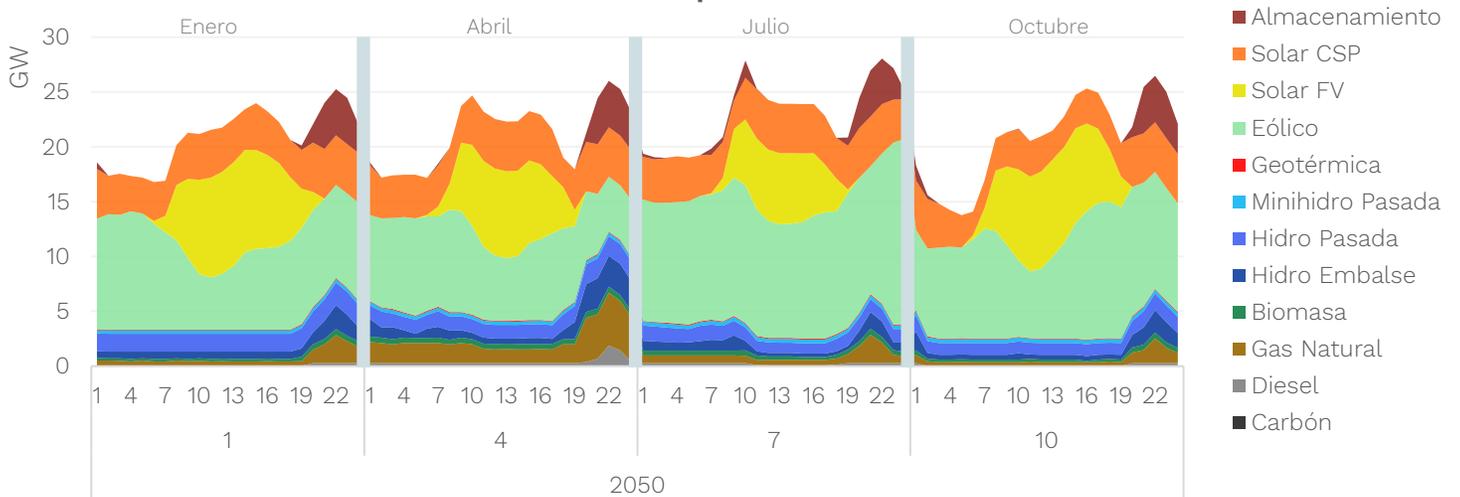
Generación diaria - Año 2040 Recuperación



Demanda diaria - Año 2050 Recuperación

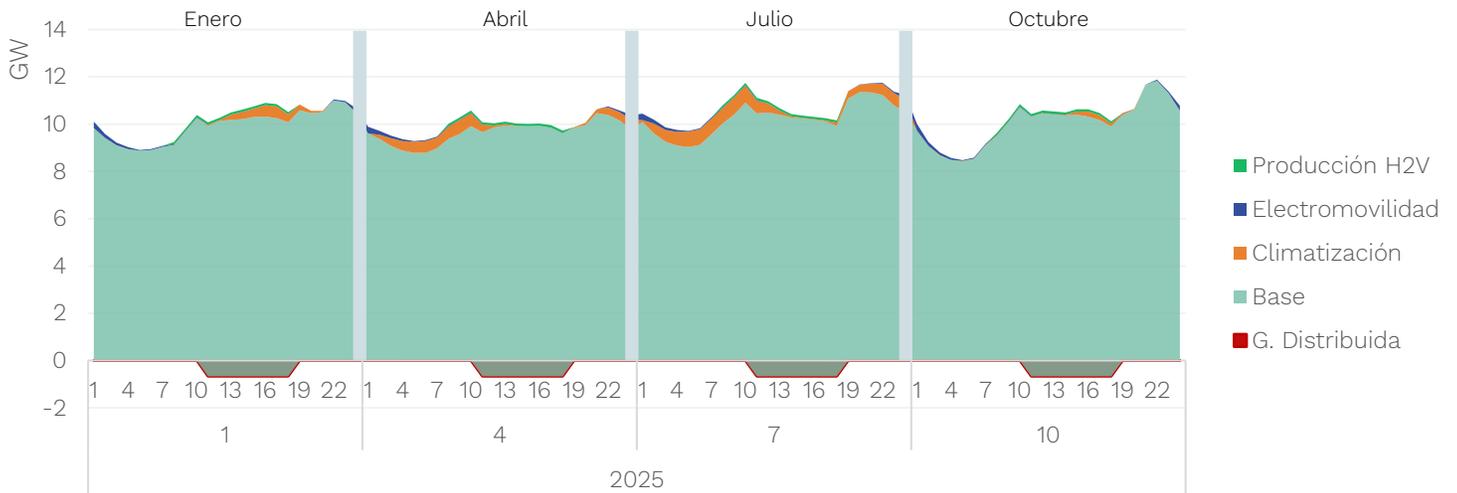


Generación diaria - Año 2050 Recuperación

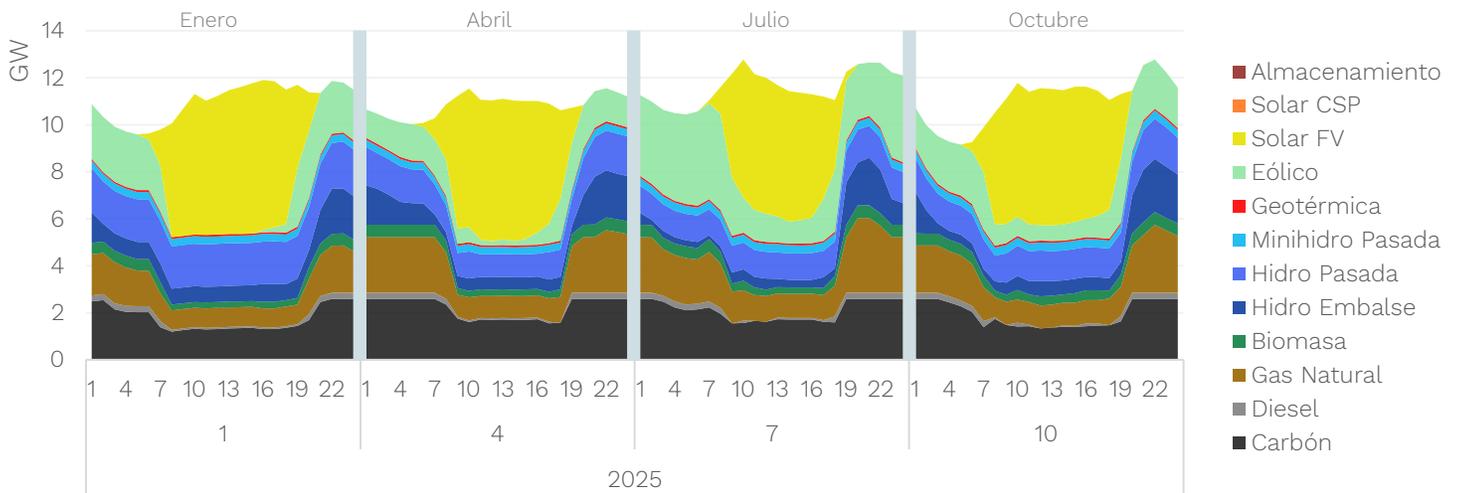


Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050

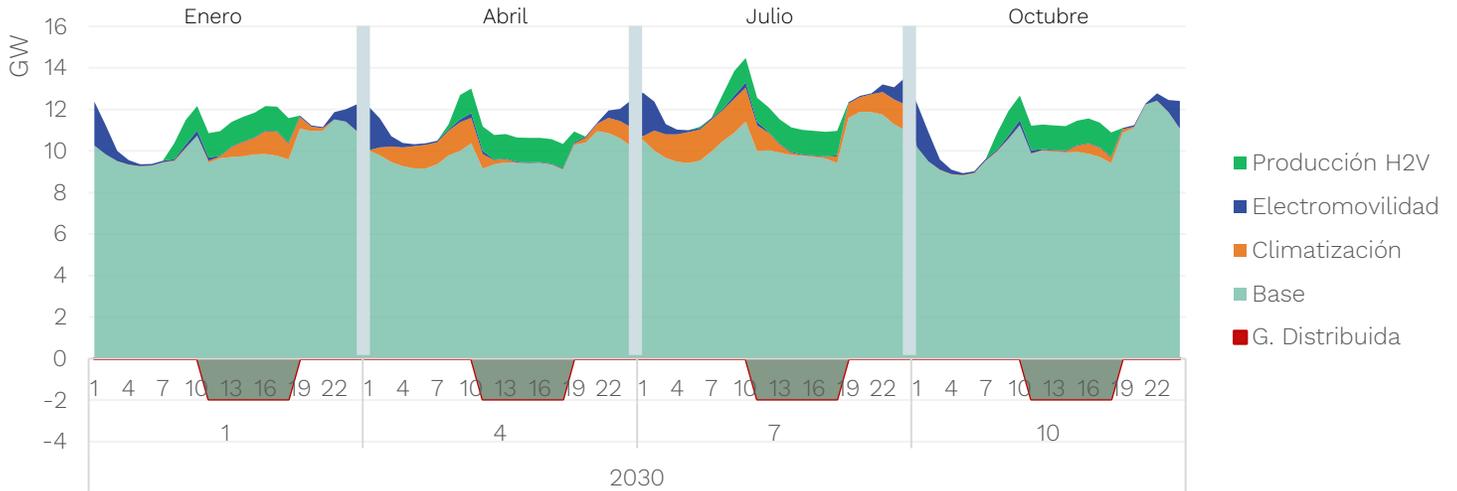
Demanda diaria - Año 2025
Carbono Neutralidad



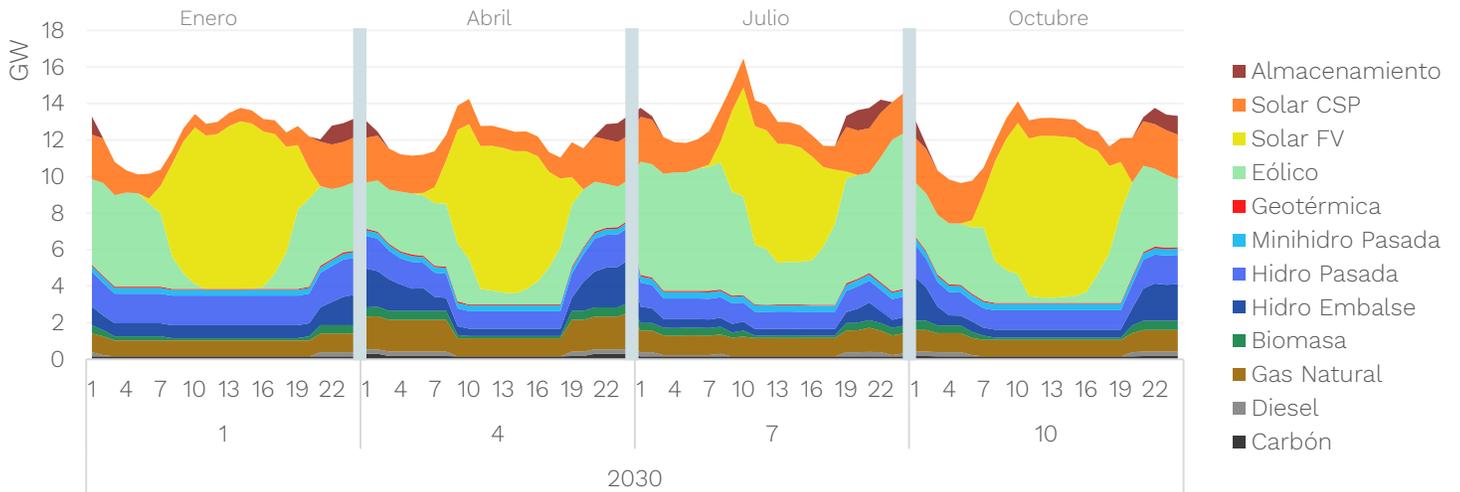
Generación diaria - Año 2025
Carbono Neutralidad



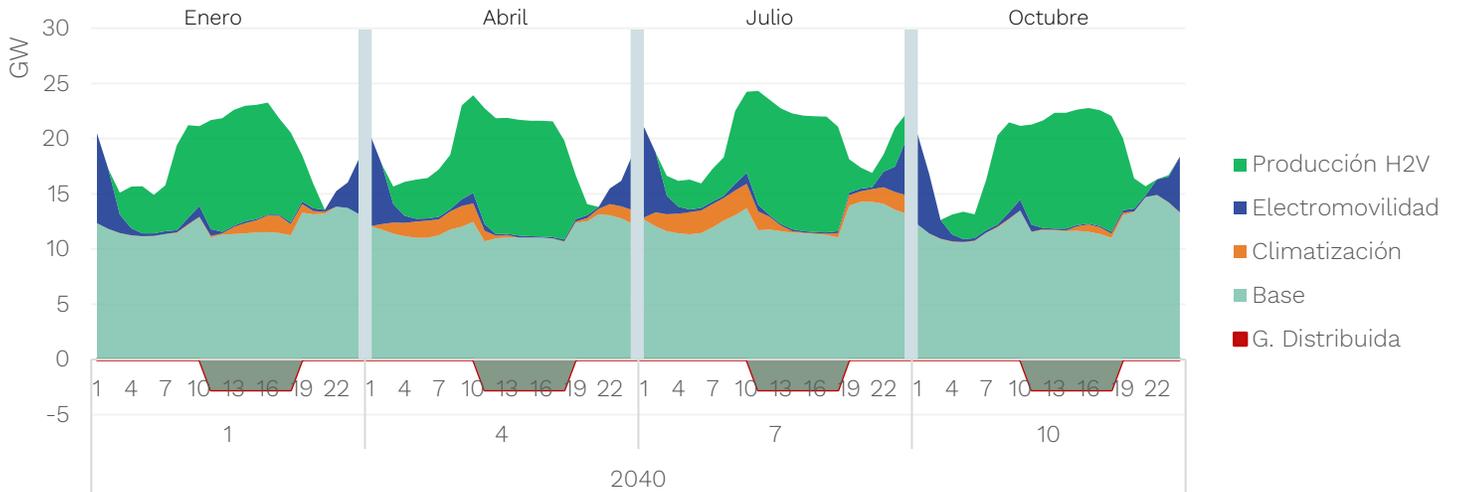
Demanda diaria - Año 2030 Carbono Neutralidad



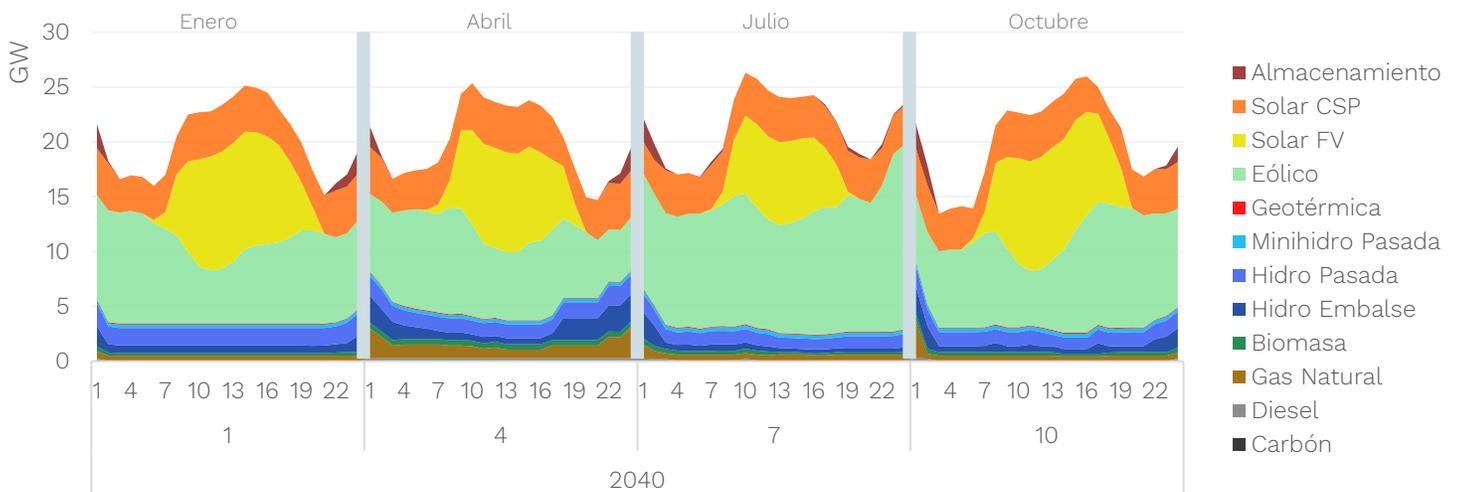
Generación diaria - Año 2030 Carbono Neutralidad



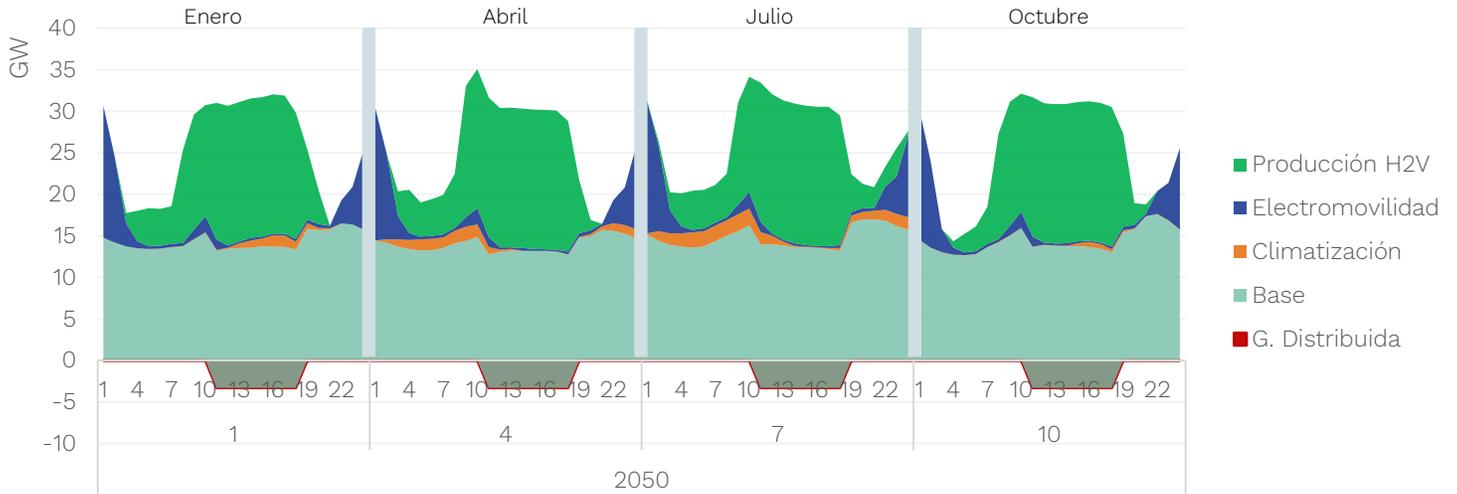
Demanda diaria - Año 2040 Carbono Neutralidad



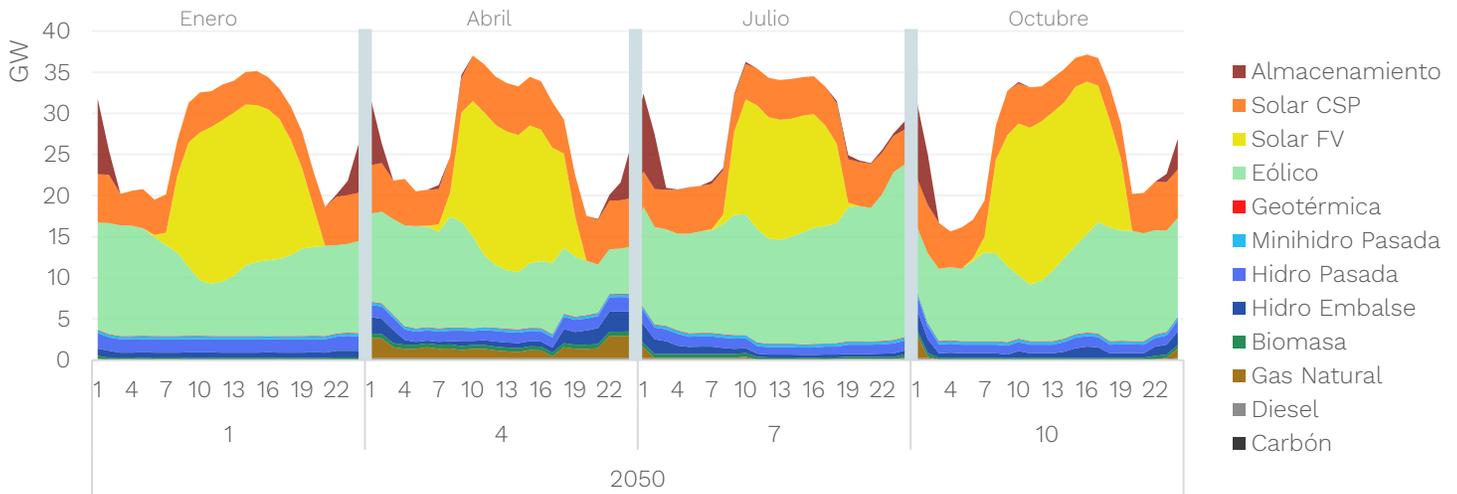
Generación diaria - Año 2040 Carbono Neutralidad



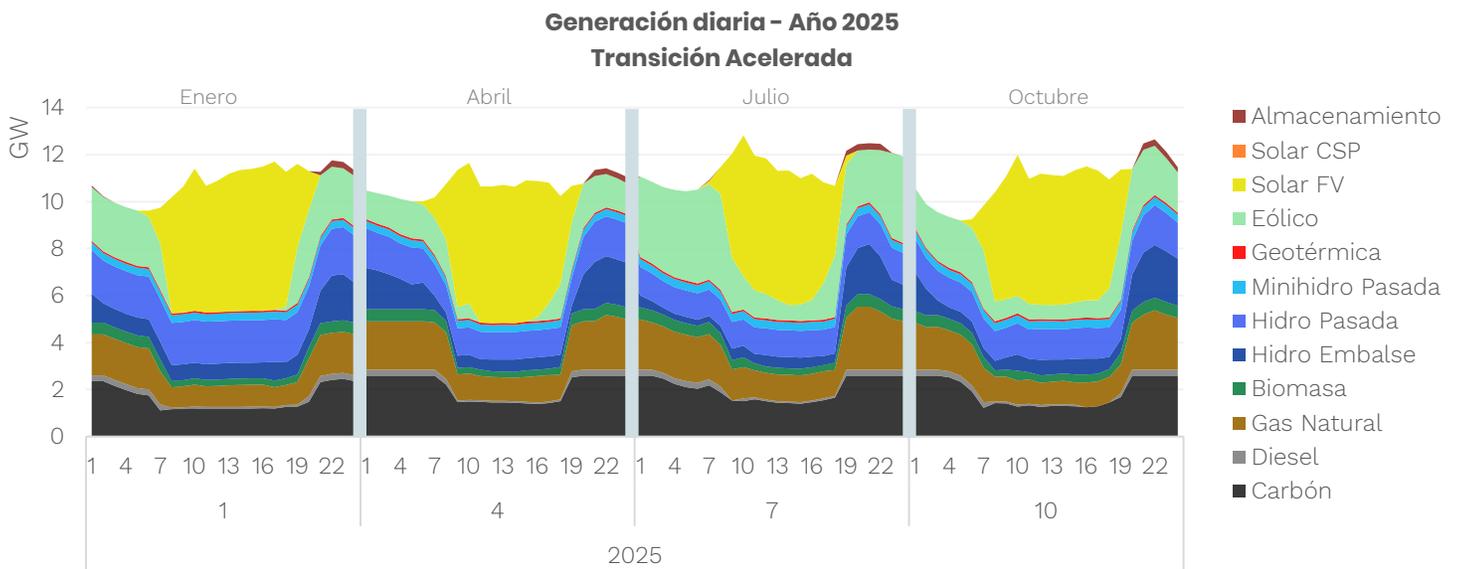
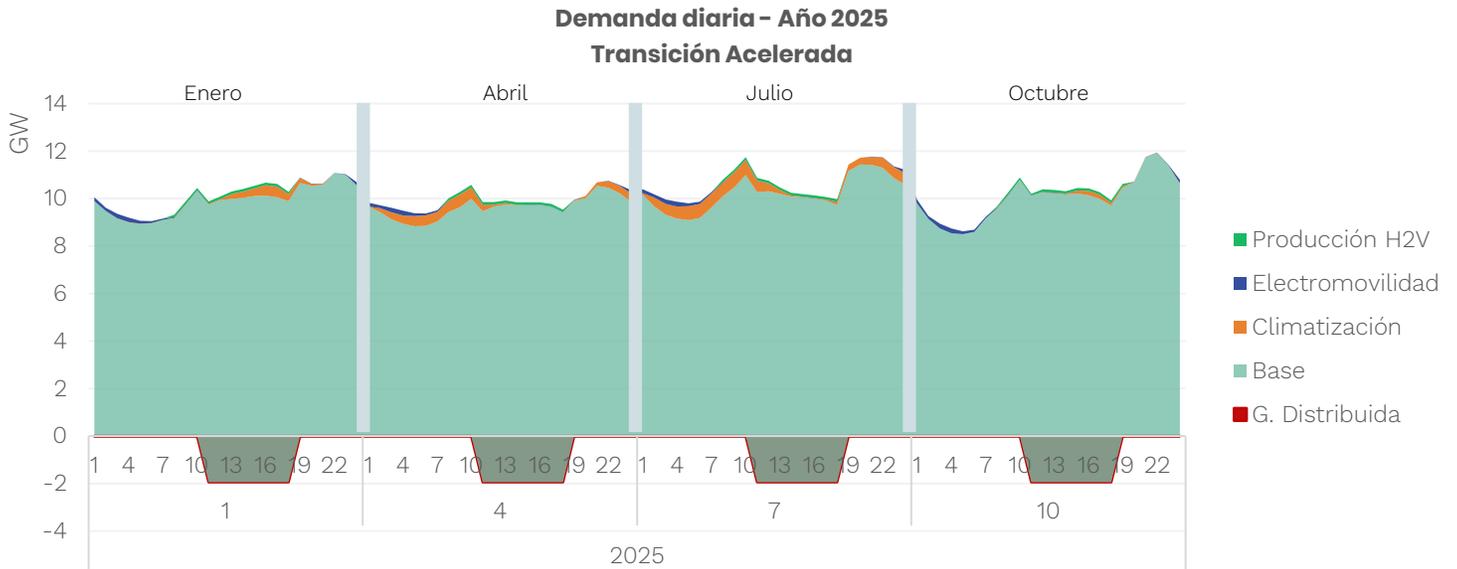
Demanda diaria - Año 2050
Carbono Neutralidad



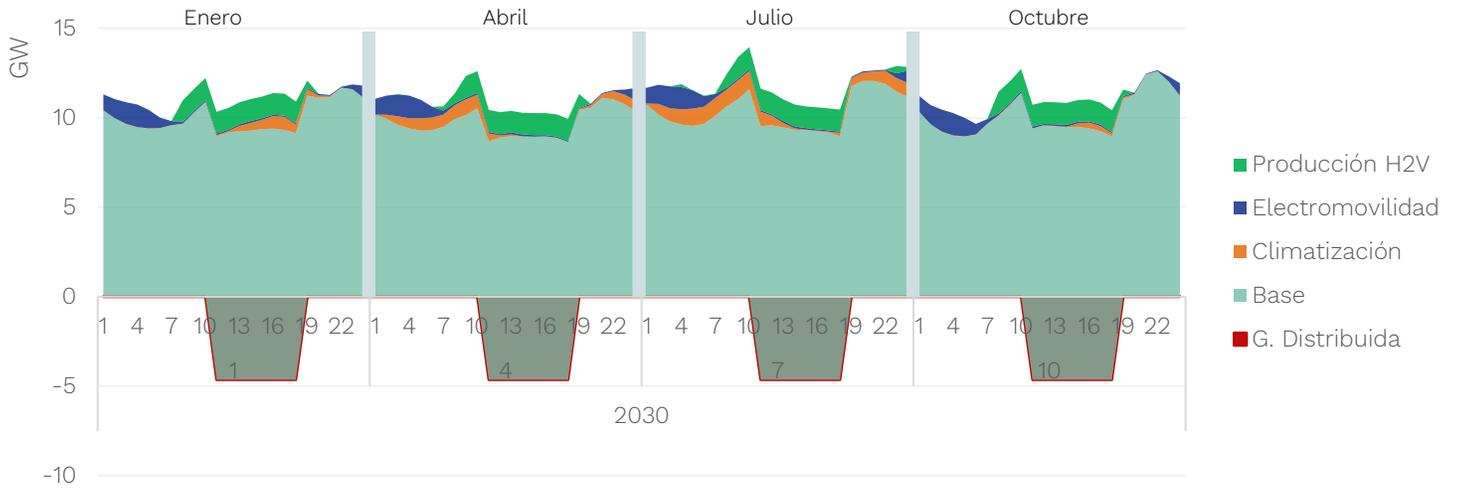
Generación diaria - Año 2050
Carbono Neutralidad



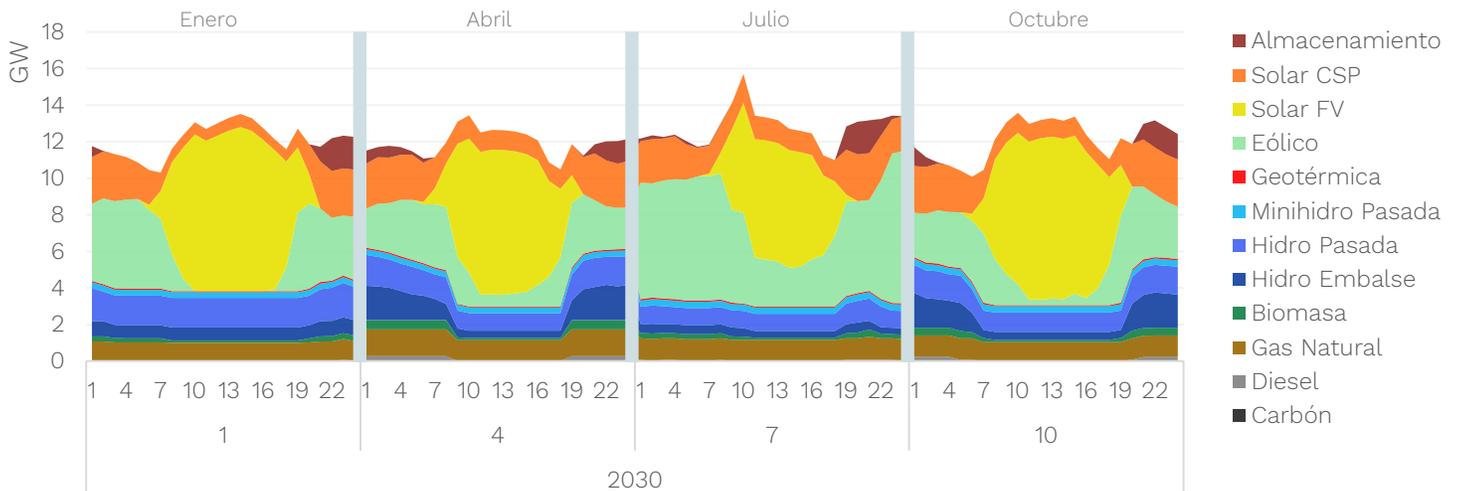
Escenario Acelerando la Transición Energética



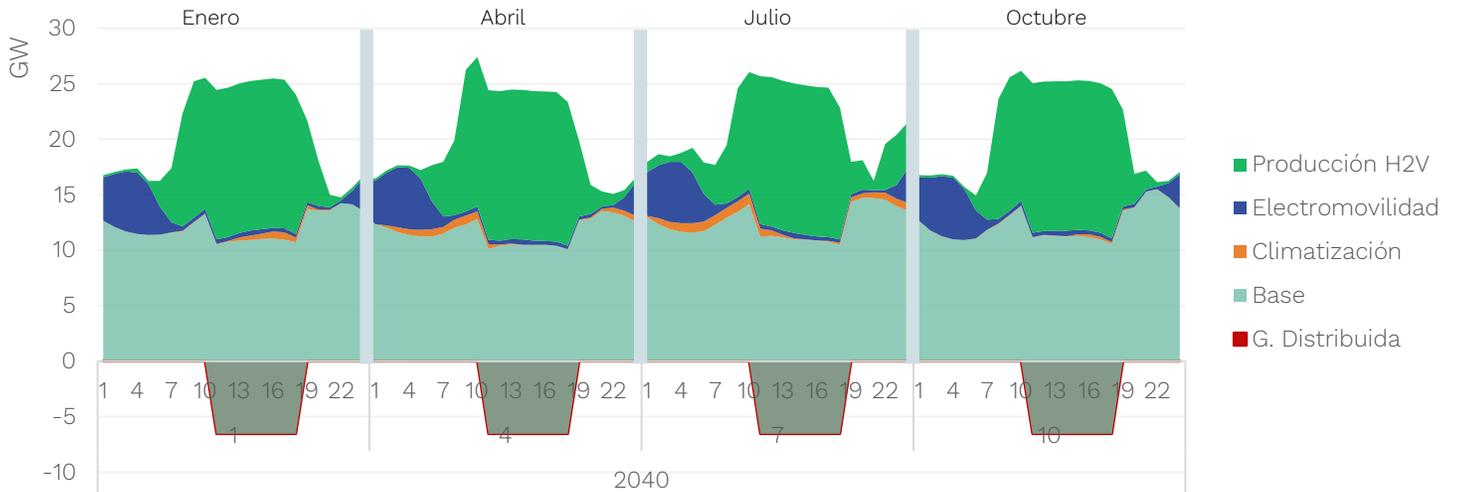
Demanda diaria - Año 2030 Transición Acelerada



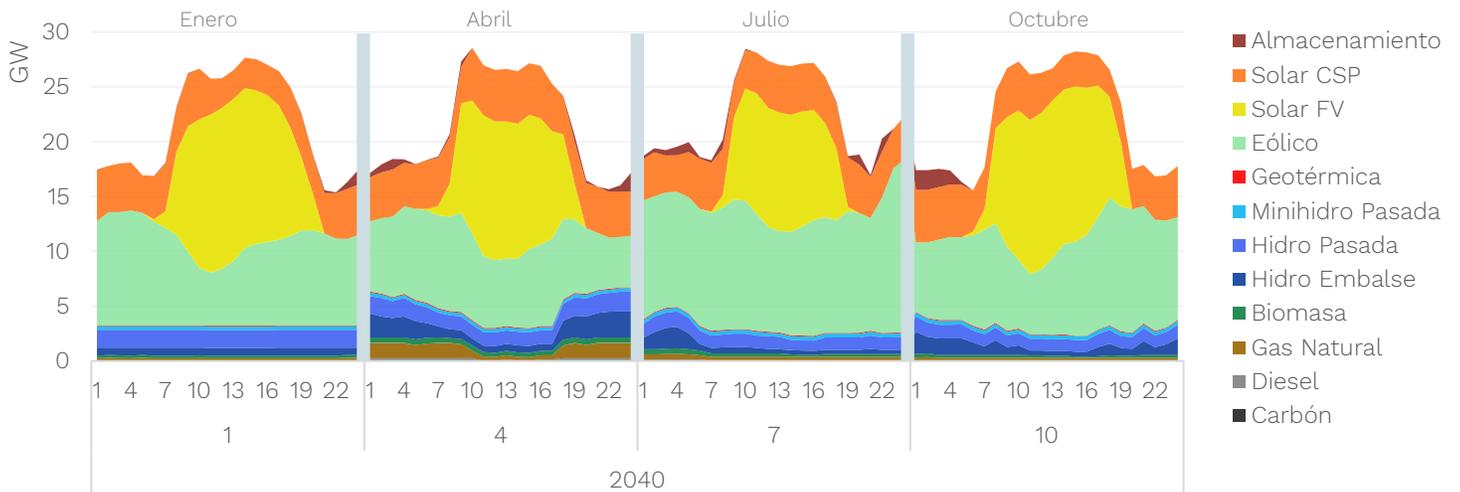
Generación diaria - Año 2030 Transición Acelerada



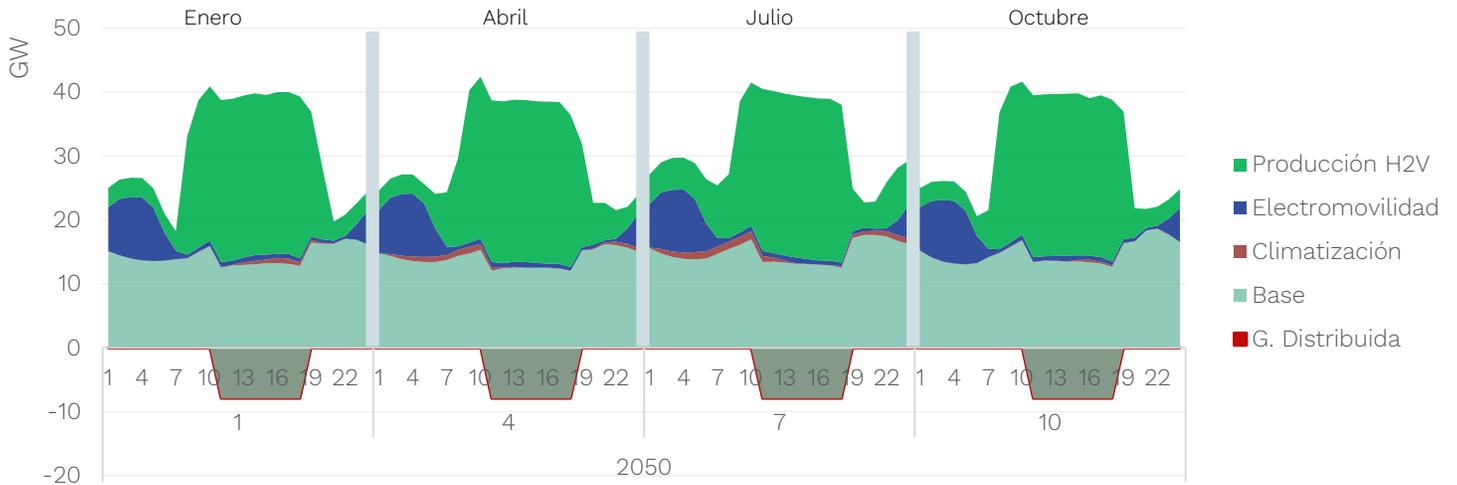
Demanda diaria - Año 2040 Transición Acelerada



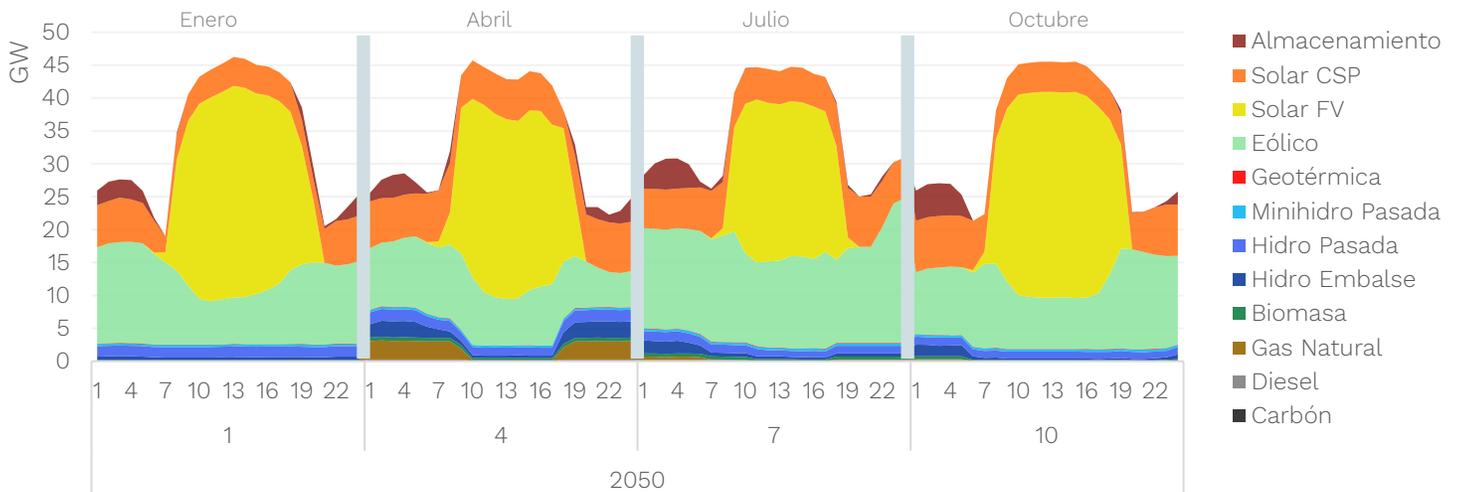
Generación diaria - Año 2040 Transición Acelerada



Demanda diaria - Año 2050 Transición Acelerada



Generación diaria - Año 2050 Transición Acelerada

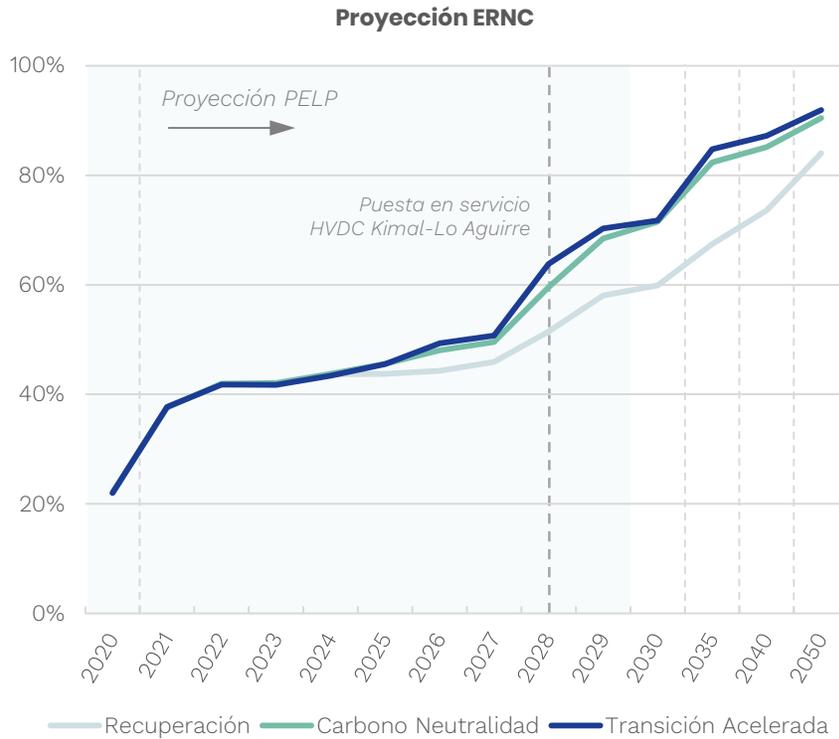


Principales conclusiones de la operación diaria proyectada:

- Al año 2025 se observa el inicio de un uso más fuerte de climatización eléctrica, y la estacionalidad tecnológica (principalmente solar e hidráulica) permiten prever que habrá meses del año en que las tecnologías deberán complementarse. Este efecto hace necesario continuar habilitando la participación de las energías renovables variables en los servicios de seguridad del sistema.
- A partir de entonces, es importante implementar medios de gestión de demanda, con foco en los nuevos consumos eléctricos como climatización y electromovilidad. La figura de un operador eficiente en el segmento de distribución se torna fundamental, así como los incentivos efectivos para la buena gestión de la energía eléctrica por parte de los consumidores. El escenario Carbono Neutralidad contempla una gestión horaria para la electromovilidad, mientras que el escenario Transición Acelerada contempla una gestión inteligente, y es posible notar claramente las diferencias, y la atenuación del consumo horario, lo que redundará en un mejor uso de infraestructura.
- Además, la irrupción de almacenamiento y energías gestionables como Solar CSP a finales de esta década, permiten concluir que el almacenamiento se torna una pieza clave para el desarrollo del sector eléctrico toda vez que las energías renovables requieren de este tipo de fuentes energéticas para continuar ingresando a la red.
- Al largo plazo, el gas natural continúa asumiendo un rol relevante en el sistema, principalmente en los meses de menor disponibilidad hídrica, a modo complementario.
- La variabilidad diaria y estacional de los recursos solar, eólico, hídrico relevan la necesidad de establecer mecanismos de mejora continua sobre los sistemas de pronósticos. Éstos también son sustanciales para la proyección de la demanda eléctrica.
- La producción de hidrógeno verde optimizado considerando las señales del mercado de corto plazo tiene implicancias positivas en la inserción de más energías renovables variables, en particular solar fotovoltaica. Herramientas que promuevan una gestión en la producción de grandes consumos eléctricos, generan mejores condiciones para la operación segura de la red eléctrica y eficiencias en el uso de infraestructura.



5.10.6. Almacenamiento y energía gestionable



Se proyecta un sostenido incremento de generación renovable no convencional (ERNC) en el sistema eléctrico.

Periodo 2020-2022

El importante crecimiento en el periodo 2020 a 2022 se explica en gran medida por la puesta en operación de los proyectos adjudicados en licitaciones de suministro para clientes regulados.

Ello refuerza el rol del mercado de contratos a largo plazo como impulso a la inversión. Atributos de energías renovables y

gestionables permitirán inversiones asociadas a portafolios óptimos requeridos por el sistema eléctrico, resguardando las condiciones de seguridad en la operación.

Periodo 2023-2027

Más adelante, para el periodo 2022 a 2027 continúan ingresando proyectos ERNC en gran medida. La capacidad incremental del periodo es cercana a los 15 GW de inversiones en proyectos. Por su parte, la demanda eléctrica crece continuamente en el periodo a una tasa promedio que fluctúa entre 3% y 5%, dependiendo del escenario, explicado por incrementos vegetativos, y por la adopción progresiva de nuevos consumos eléctricos.

La condición hidrológica extremadamente seca y el retiro progresivo de centrales a carbón requiere de más inversión ERNC. A su vez, el gas natural toma un rol importante, que va disminuyendo paulatinamente frente a incrementos en el impuesto verde proyectado, dependiendo del escenario.



Por su parte, la conexión a subestaciones del sistema eléctrico es un desafío muy relevante. Así como soluciones de expansión y ampliación de la red existente.

Periodo 2028-2030:

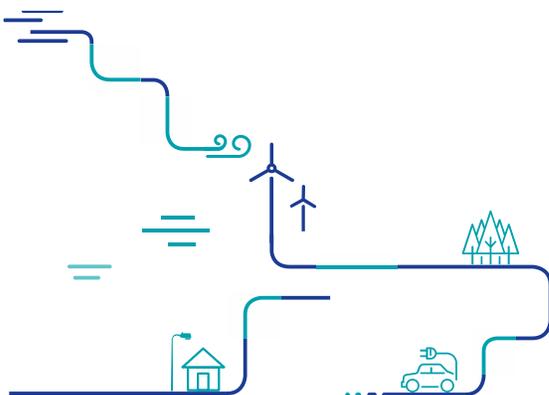
La puesta en servicio del HVDC Kimal-Lo Aguirre entrega una importante señal de inversión que se traduce en la puesta en marcha de un tren de proyectos, principalmente de energía solar y eólica en el norte del país. En esta instancia, tecnologías como solar CSP y almacenamiento podrían tener un rol fundamental para habilitar mayor inserción de fuentes renovables variables.

Para incorporar mayor nivel de ERNC al 2030, superiores al 50%, se requieren importantes niveles de almacenamiento, superiores a 2 GW. La mayor electrificación de consumos para reducir los niveles de contaminación requiere de más inversiones ERNC, y el inicio de producción a mayor escala de hidrógeno verde también promueve mayor inversión ERNC.

Las obras estructurales de transmisión deben ser recomendadas en el corto plazo. Se debe establecer un portafolio de obras de transmisión estructurales que nos permita alcanzar la carbono neutralidad, así como promover alternativas de optimización y refuerzo de la red existente, propiciando el uso de tecnologías.

Niveles de energía renovable y ERV

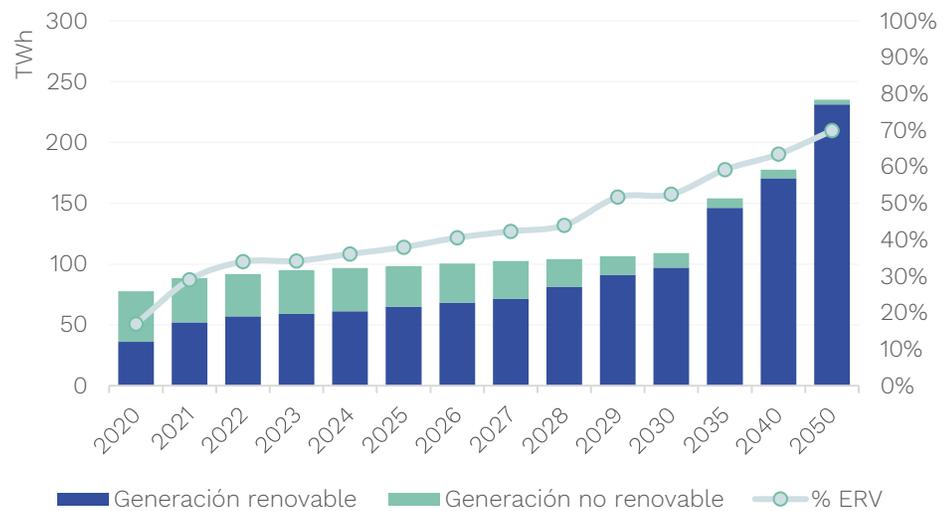
A continuación, se presentan los niveles proyectados de energías renovables, y el porcentaje de energías renovables variables (ERV).



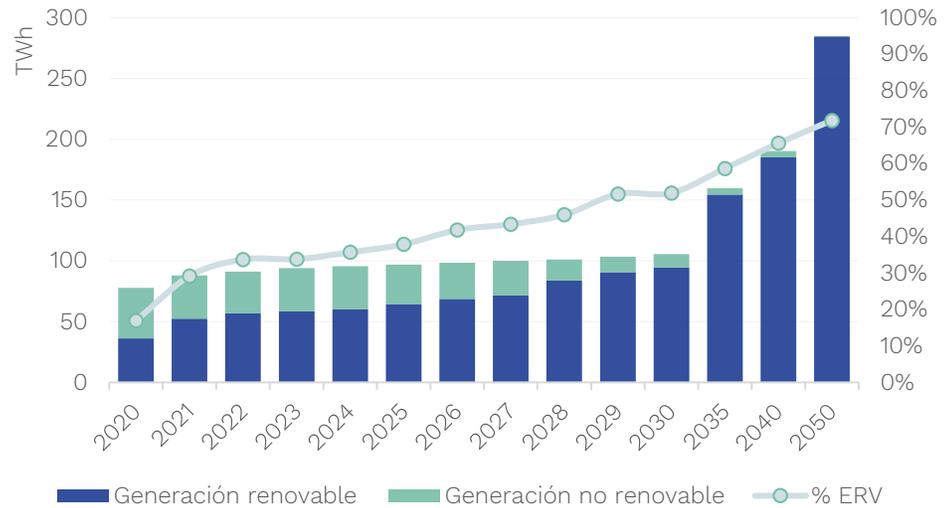
Generación proyectada: Renovable y No Renovable
Proporción de Energías Renovables Variables (ERV)
Recuperación



Generación proyectada: Renovable y No Renovable
Proporción de Energías Renovables Variables (ERV)
Carbono Neutralidad

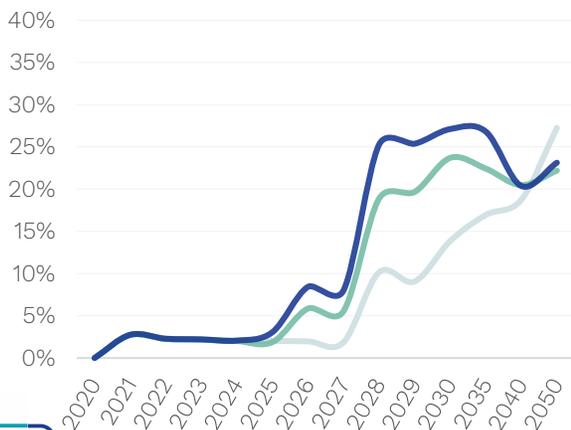


Generación proyectada: Renovable y No Renovable Proporción de Energías Renovables Variables (ERV) Transición Acelerada

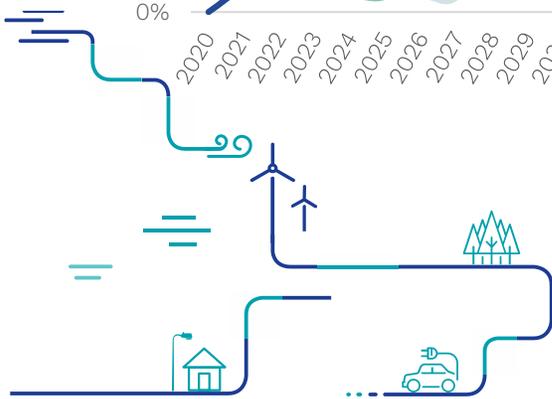
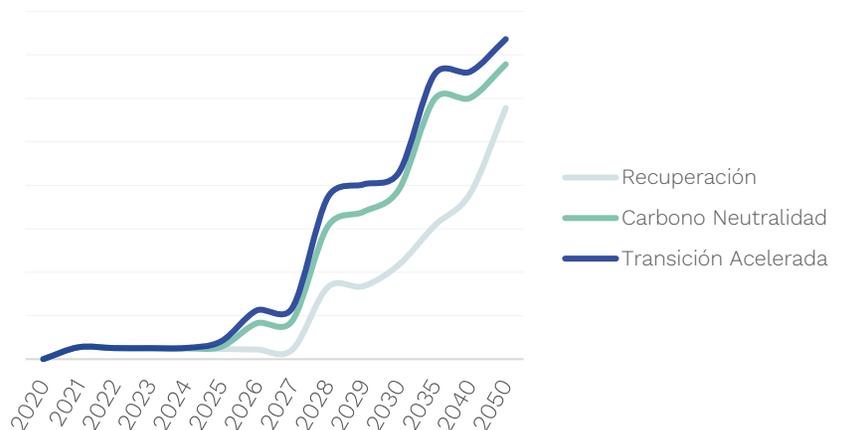


Finalmente, las proyecciones muestran que se requiere un nivel de energías gestionables y/o almacenamiento cercano a un 30% del total de energía generada por fuentes ERV. De esta manera, la capacidad total de energía gestionable o almacenamiento en MW multiplicado por sus horas de almacenamiento disponible deben ser un 30% del total de ERV proyectada.

Capacidad diaria de generación: Gestionable vs Renovable Variable



Generación proyectada: Gestionable vs Total



5.10.7. Integración de la electrónica de potencia en la red eléctrica

La integración de renovables y almacenamiento tipo BESS dotará al sistema eléctrico de una gran cantidad de convertidoras basadas en electrónica de potencia.

Dados los niveles de inserción renovable, se prevé que Chile sea uno de los primeros países en alcanzar una operación simultánea de más de 75% de generación por fuentes renovables variables en algunas horas del día, lo cual se detalla en la literatura internacional como un *camino inexplorado*.

Este desafío abre una gran oportunidad de innovación en el país. Ésta es la década de la adopción e implementación tecnológica. Las tecnologías están y se desarrollan rápidamente, pero la implementación y uso de éstas es una tarea primordial.

A medida que se retiran centrales de carbón de manera progresiva, los requerimientos de inercia, reservas y cortocircuito comienzan a hacerse relevantes. Antes había un cumplimiento natural de los mismos, pero hoy no es tan evidente.

Sin embargo, el avance tecnológico permite contar con soluciones que imponen un cambio paradigmático en la manera de operar el sistema eléctrico. La electrónica de potencia puede proveer condiciones de seguridad a la red eléctrica, pero ello requiere una adopción tecnológica que ya debe empezar a materializarse, mediante proyectos piloto, y la digitalización y automatización progresiva de la operación del sistema eléctrico, encaminando así la red eléctrica del futuro.

Niveles de inercia

La electrónica de potencia es una solución que convivirá con la provisión convencional de seguridad provista históricamente por fuentes rotatorias. A continuación, se presentan comparaciones entre una expansión considerando exigencias operativas conservadores (100% requerimiento) versus una situación en que dichas exigencias disminuyen a la mitad por el aporte a la seguridad de la red que pueden proveer los convertidores basados en electrónica de potencia (50% requerimiento). Cualquier situación intermedia estará entre ambas evaluaciones.

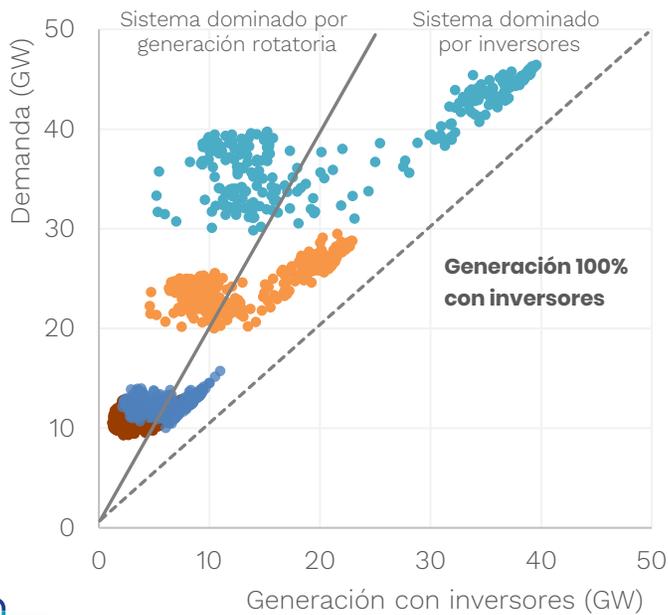


Estudio Inercia Sintética
GIZ | PELP 2023-2027

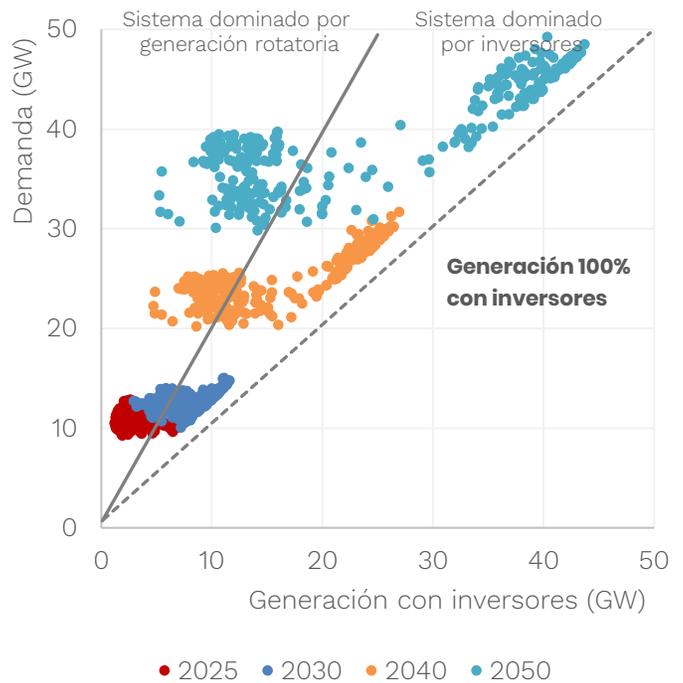
Requerimiento y proyección de inercia Escenario Transición Acelerada



Transición Acelerada - 100% requerimiento



Transición Acelerada - 50% requerimiento



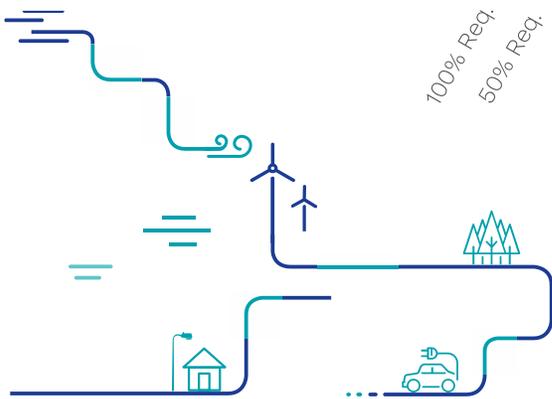
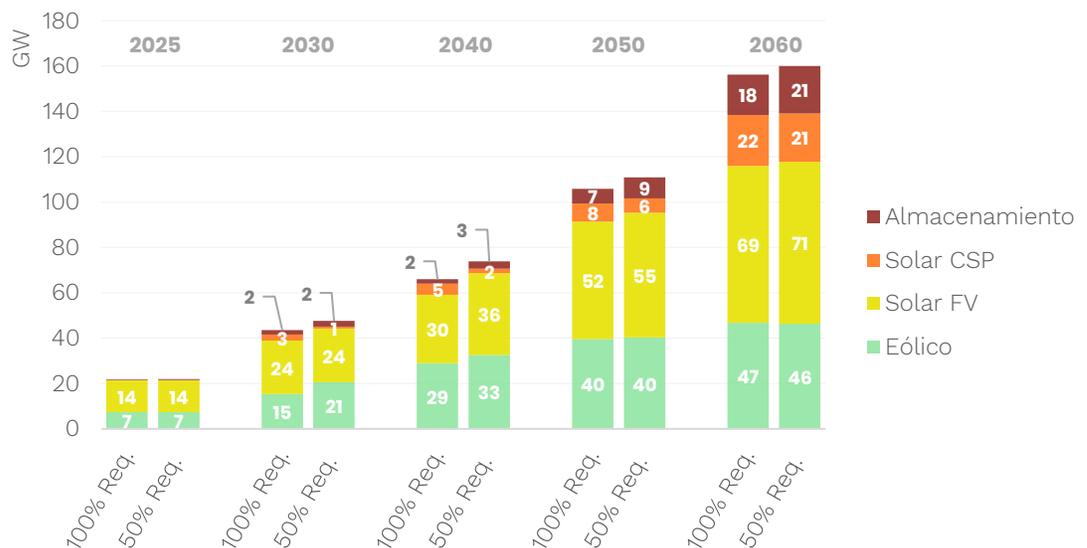
Se observa el comportamiento sistémico cuando los requerimientos de seguridad disminuyen porque parte de ellos son provistos por convertidores basados en electrónica de potencia, para el escenario Transición Acelerada.

En el caso de un requerimiento de seguridad al 50%, se observa una participación simultánea de ERV más alta, y la inercia sistémica siempre se mantiene sobre los 25 GVAs considerados.

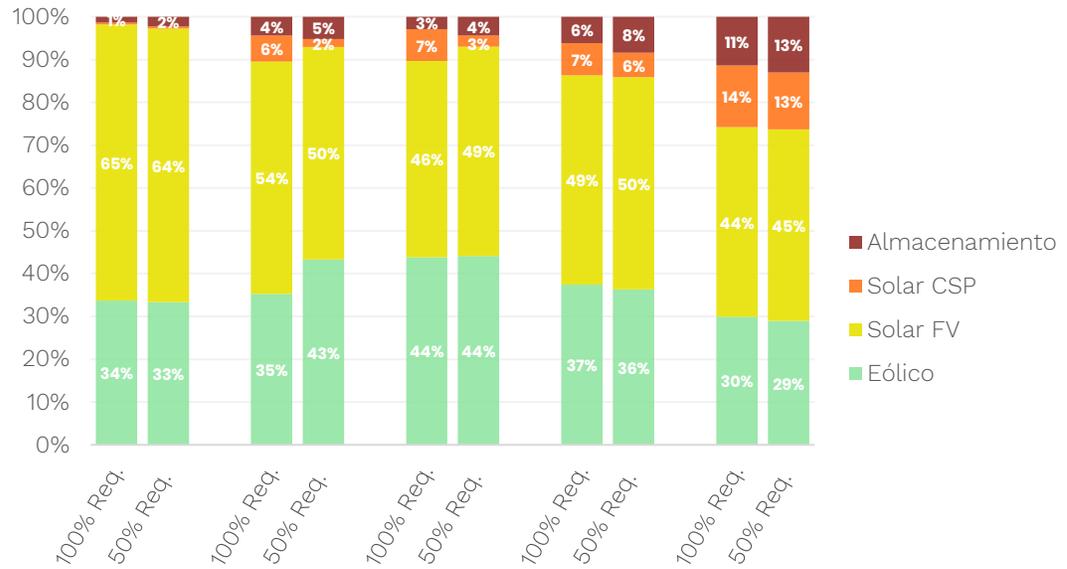
A efectos de evaluar comparativamente los efectos en las inversiones de generación, se revisan las expansiones resultantes para ambas situaciones. Una condición con seguridad provista desde convertidores de electrónica de potencia propicia mayores inversiones en almacenamiento durante la primera década, acompañado de una instalación más gradual de energías gestionables, como la Solar CSP, la cual responde en mayor medida a una señal de requerimientos operacionales de la red. Luego, las energías eólicas y solar FV pueden ingresar en mayor cuantía cuando sus convertidoras basadas en electrónica de potencia pueden aportar con seguridad al sistema.

Finalmente, los beneficios económicos acumulados en el periodo podrían alcanzar valores cercanos a los 3,000 millones de dólares.

Capacidad instalada de generación - Transición Acelerada
Comparación requerimientos inercia y reservas al 100 y 50%



Capacidad instalada de generación - Transición Acelerada Comparación requerimientos inercia y reservas al 100 y 50%



Diferencia de costos en generación y almacenamiento Transición Acelerada - Requerimiento inercia y reserva

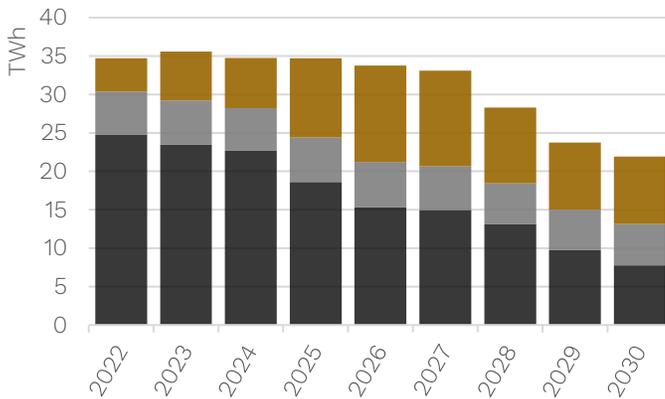


5.10.8. Generación térmica e hidroeléctrica

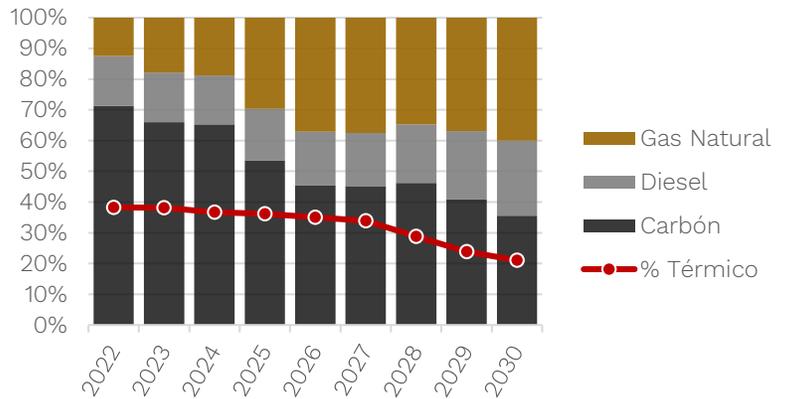
En esta sección se presenta la generación proyectada de las centrales térmicas e hidráulicas, para la década actual.

Escenario Recuperación

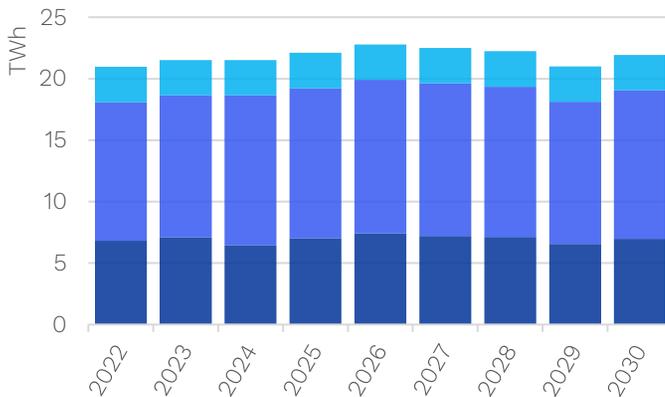
Generación térmica anual proyectada
Recuperación



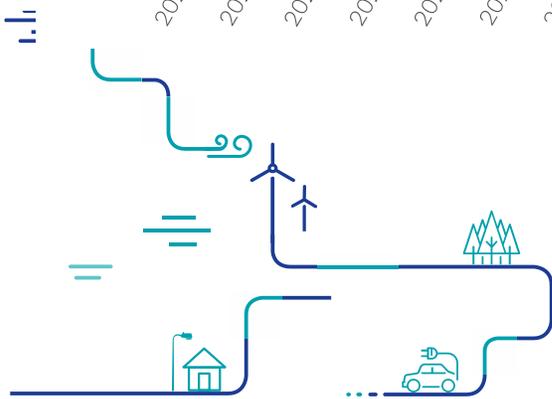
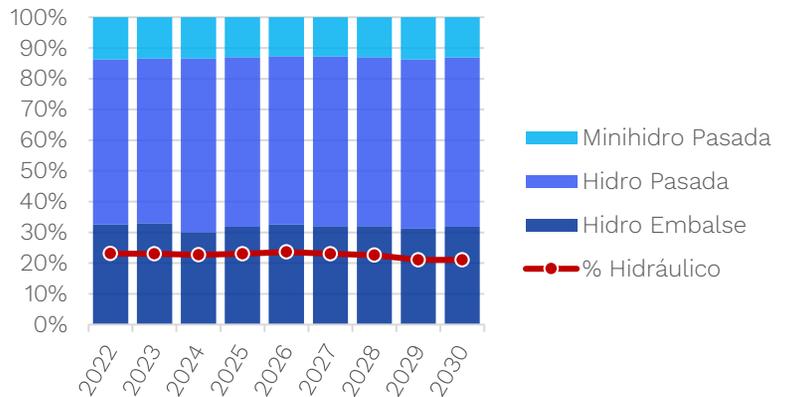
Participación tecnológica generación térmica
Recuperación



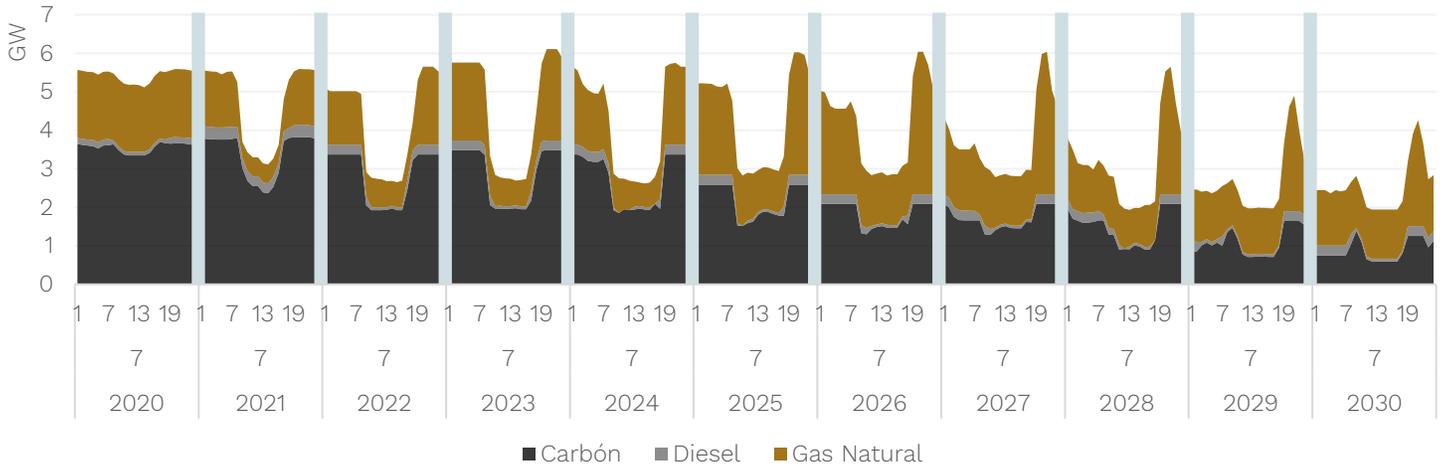
Generación hidráulica anual proyectada
Recuperación



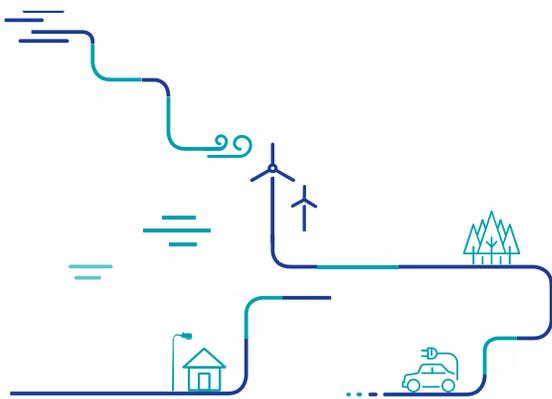
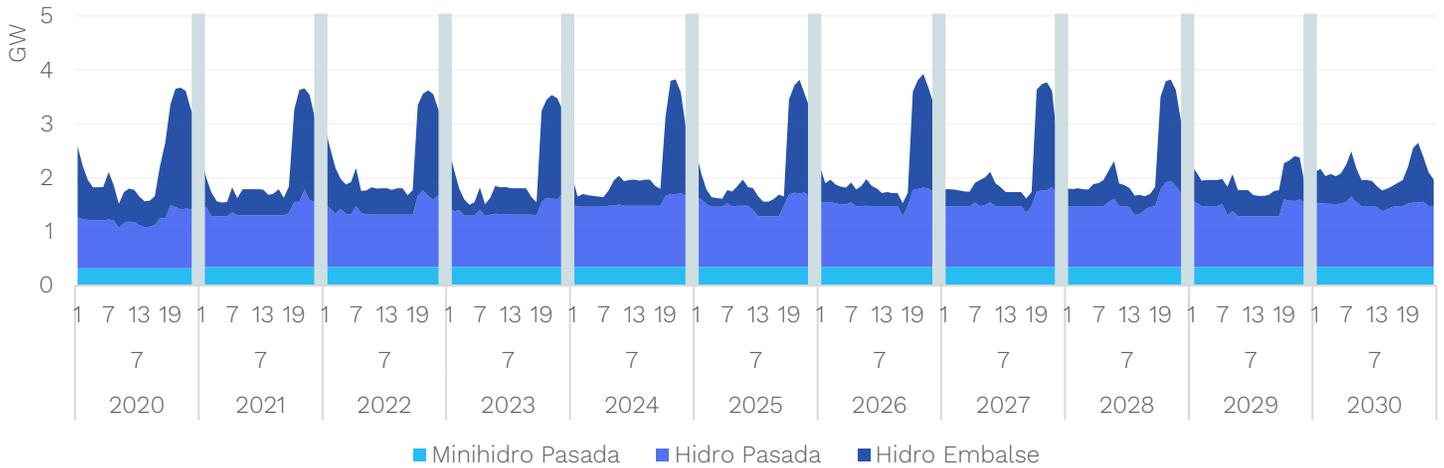
Participación tecnológica generación hidráulica
Recuperación



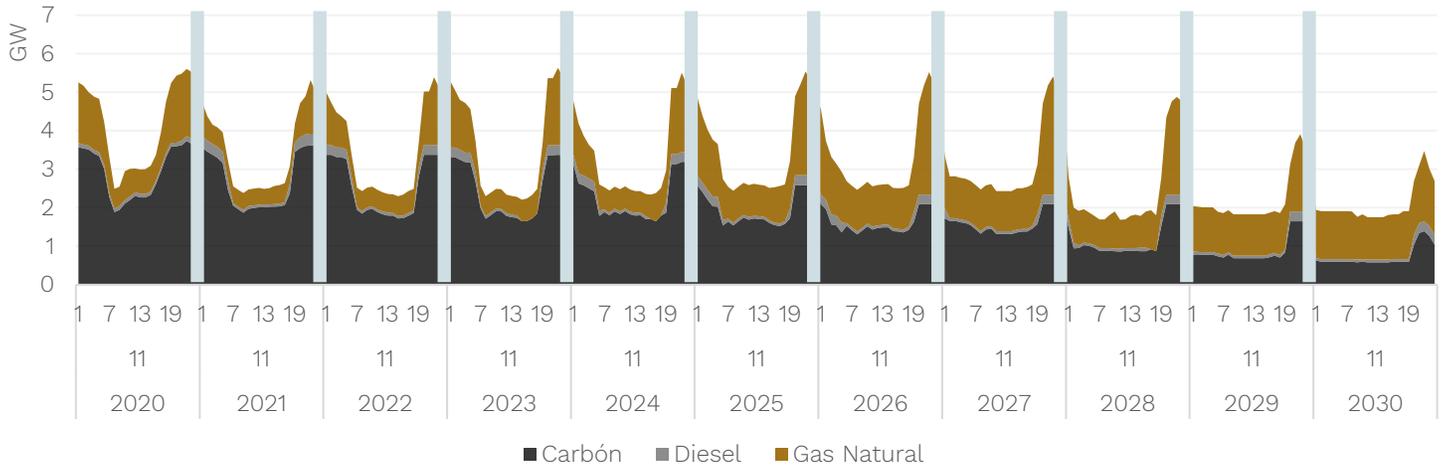
Generación térmica anual - Día típico mes de Julio Recuperación



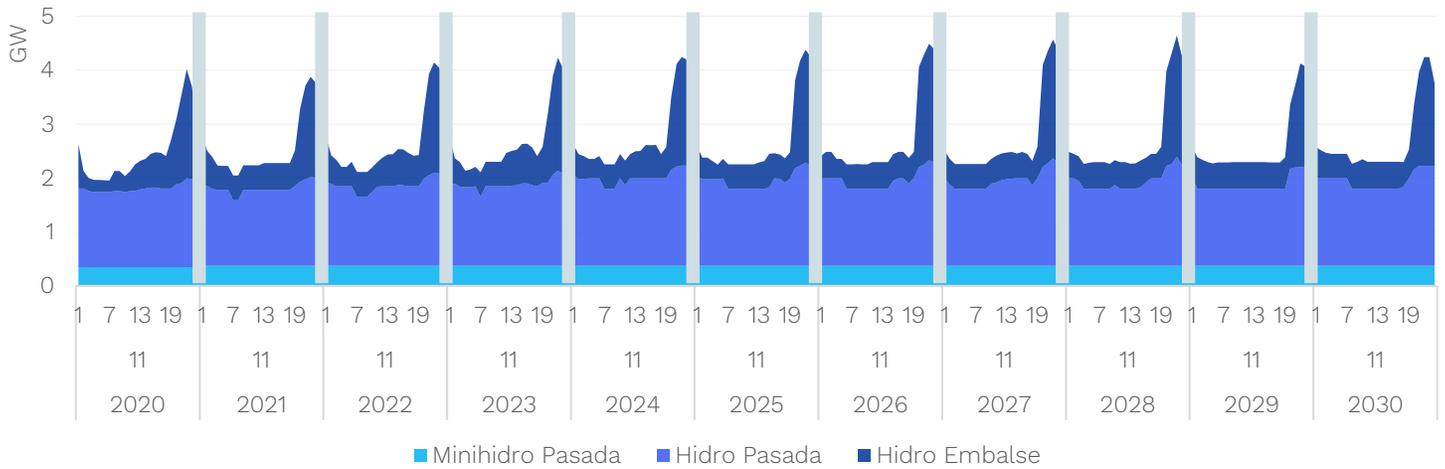
Generación térmica anual - Día típico mes de Julio Recuperación



Generación térmica anual – Día típico mes de Noviembre Recuperación

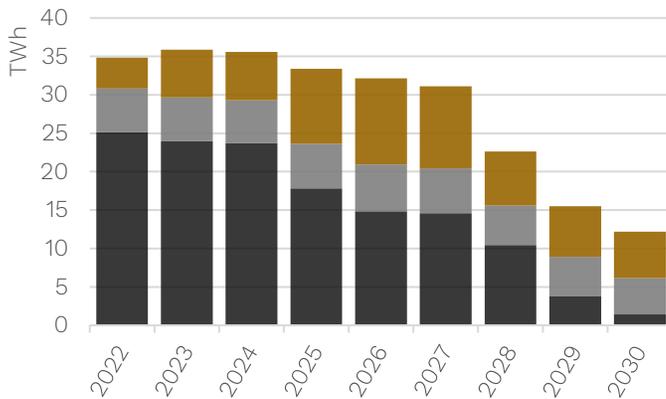


Generación térmica anual – Día Típico mes de Noviembre Recuperación

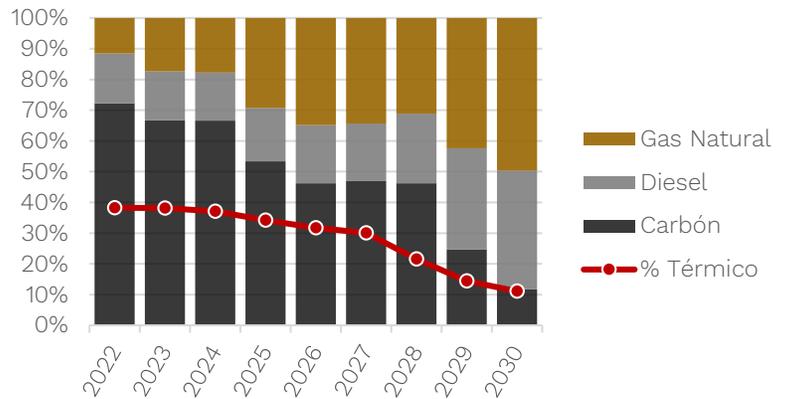


Escenario Carbono Neutralidad

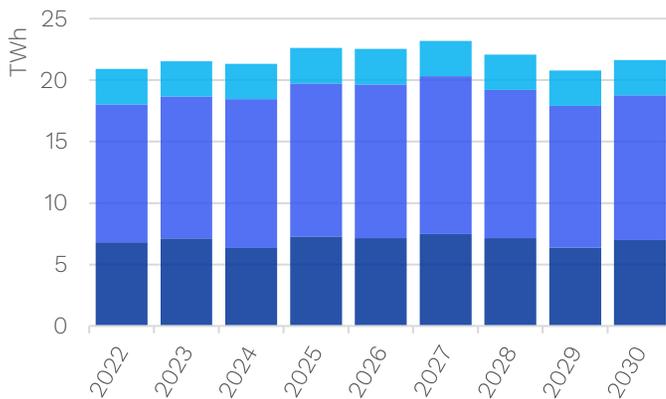
Generación térmica anual proyectada
Carbono Neutralidad



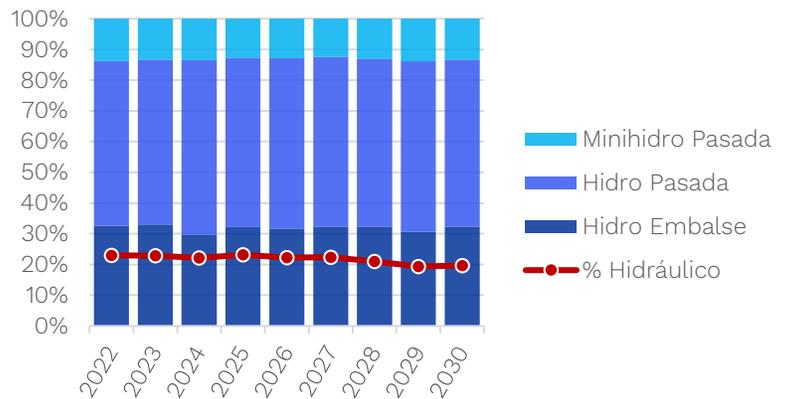
Participación tecnológica generación térmica
Carbono Neutralidad



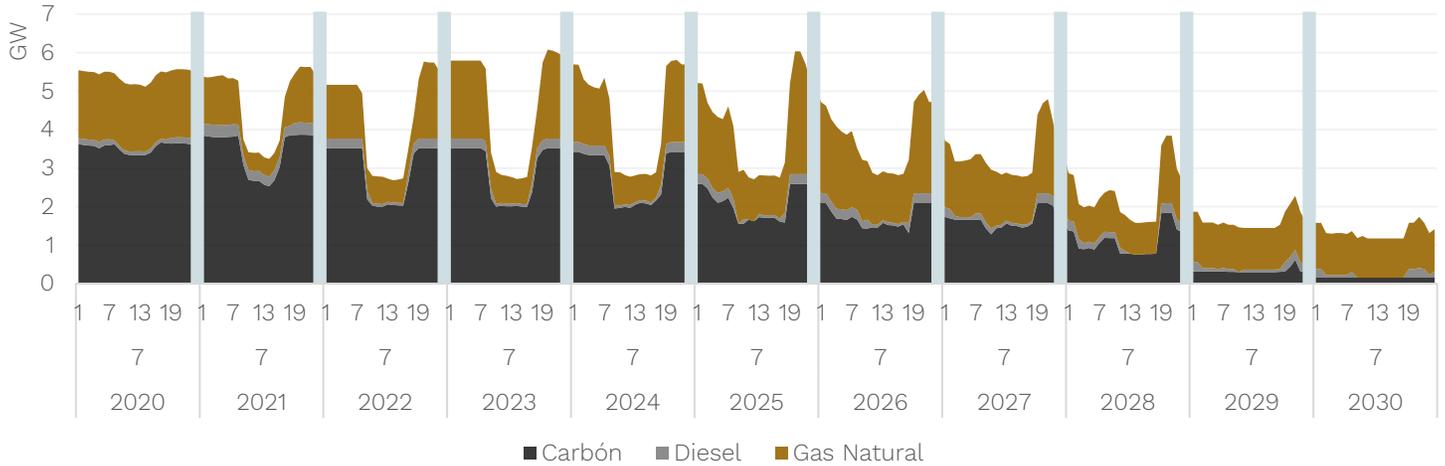
Generación hidráulica anual proyectada
Carbono Neutralidad



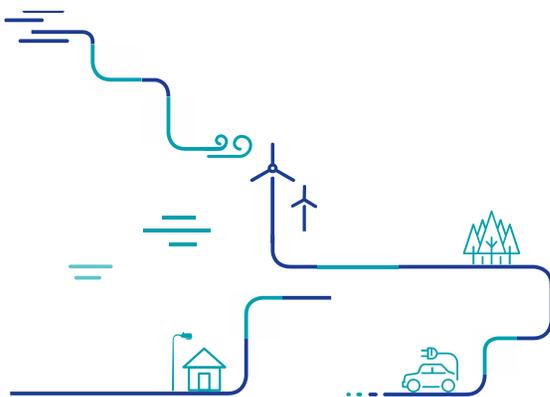
Participación tecnológica generación hidráulica
Carbono Neutralidad



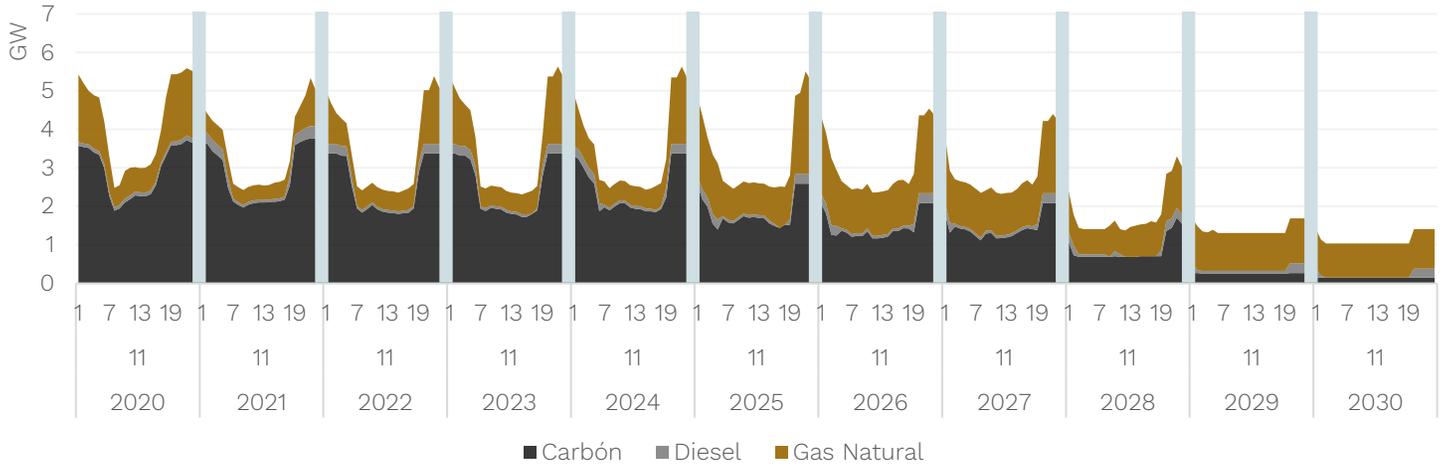
Generación térmica anual - Día típico mes de Julio
Carbono Neutralidad



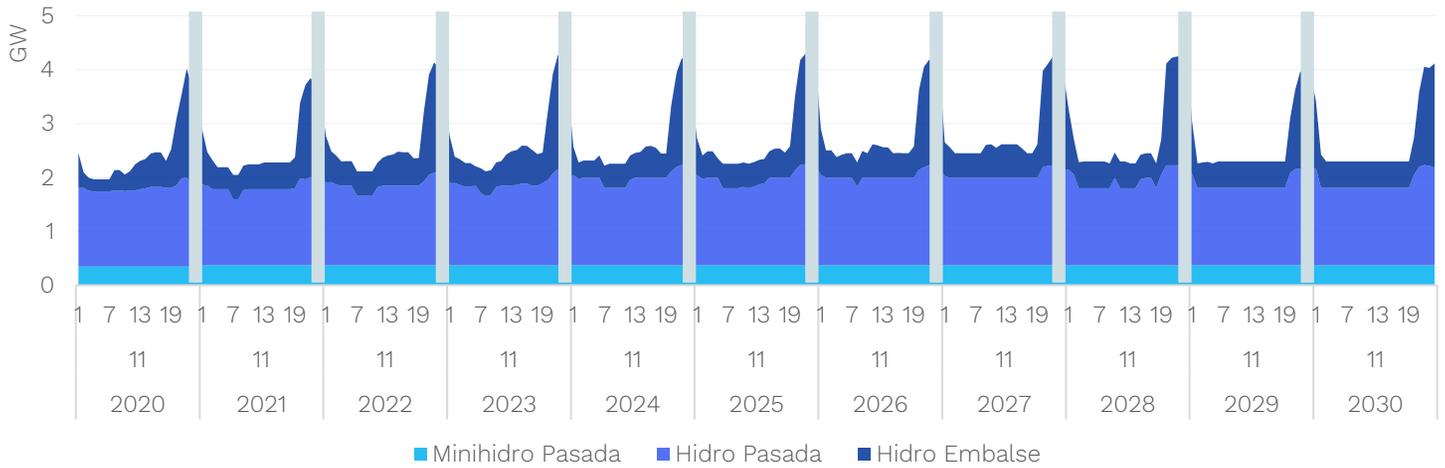
Generación térmica anual - Día típico mes de Julio
Carbono Neutralidad



Generación térmica anual – Día típico mes de Noviembre
Carbono Neutralidad

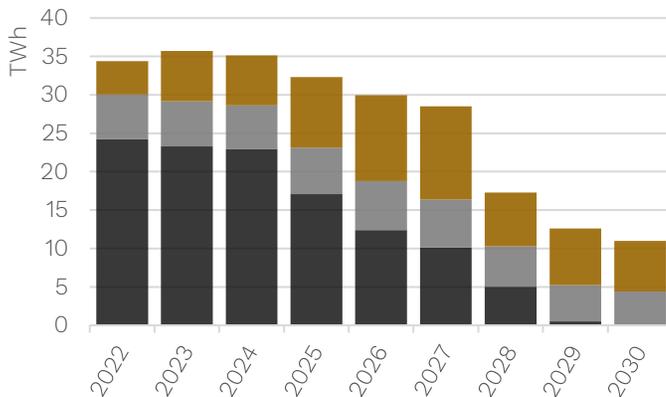


Generación térmica anual – Día Típico mes de Noviembre
Carbono Neutralidad

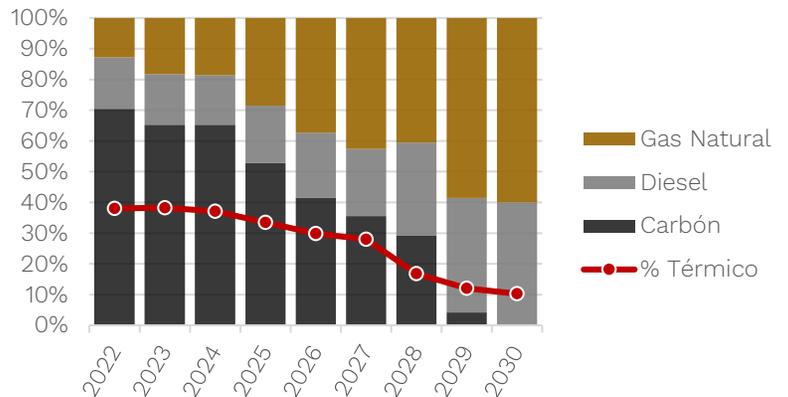


Escenario Transición Acelerada

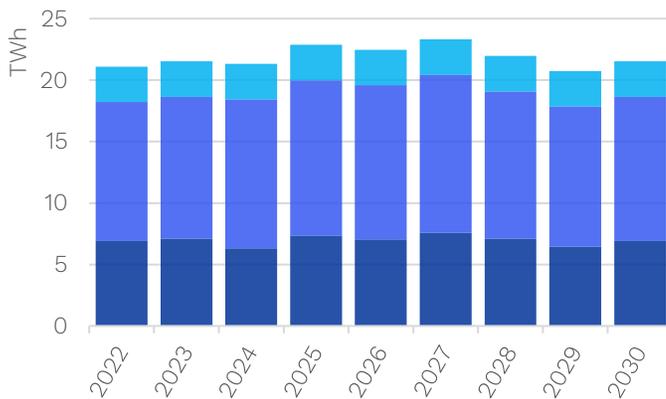
Generación térmica anual proyectada
Transición Acelerada



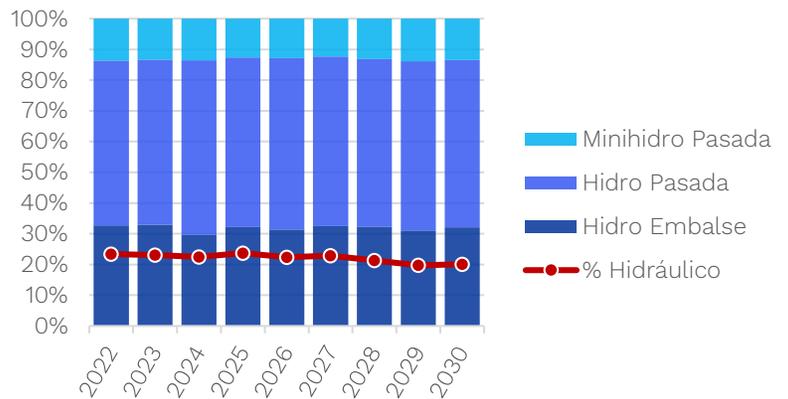
Participación tecnológica generación térmica
Transición Acelerada



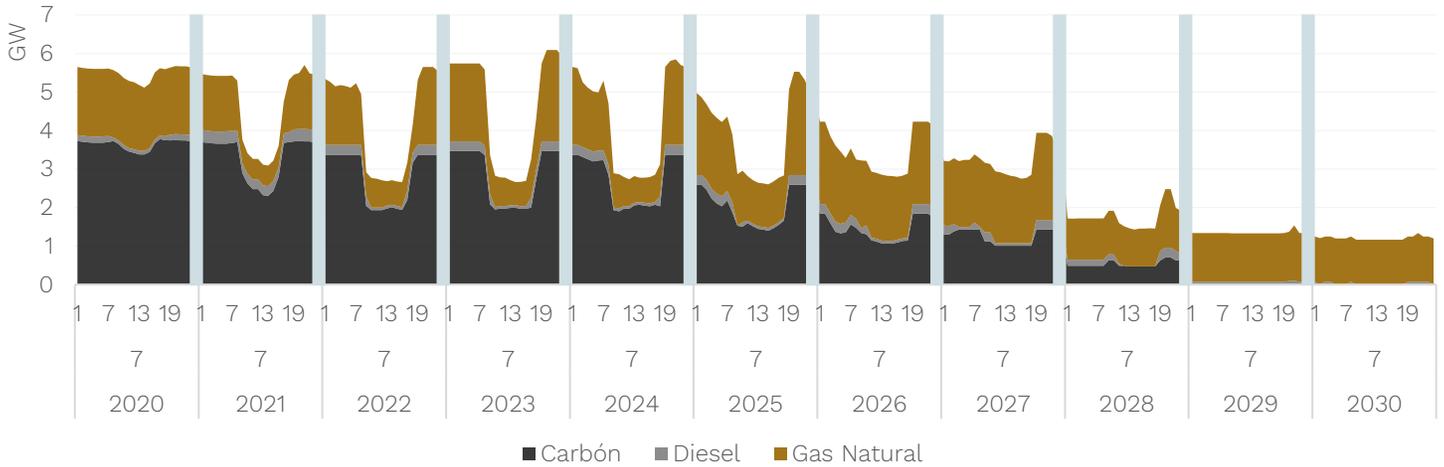
Generación hidráulica anual proyectada
Transición Acelerada



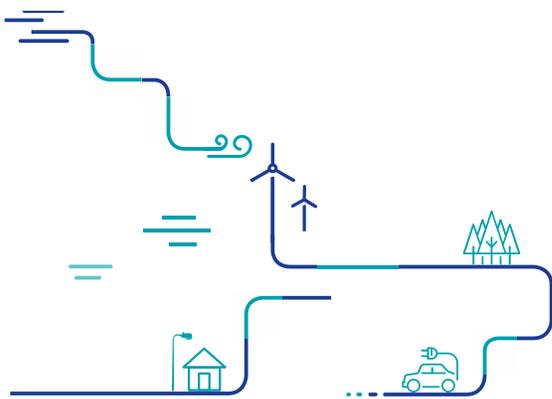
Participación tecnológica generación hidráulica
Transición Acelerada



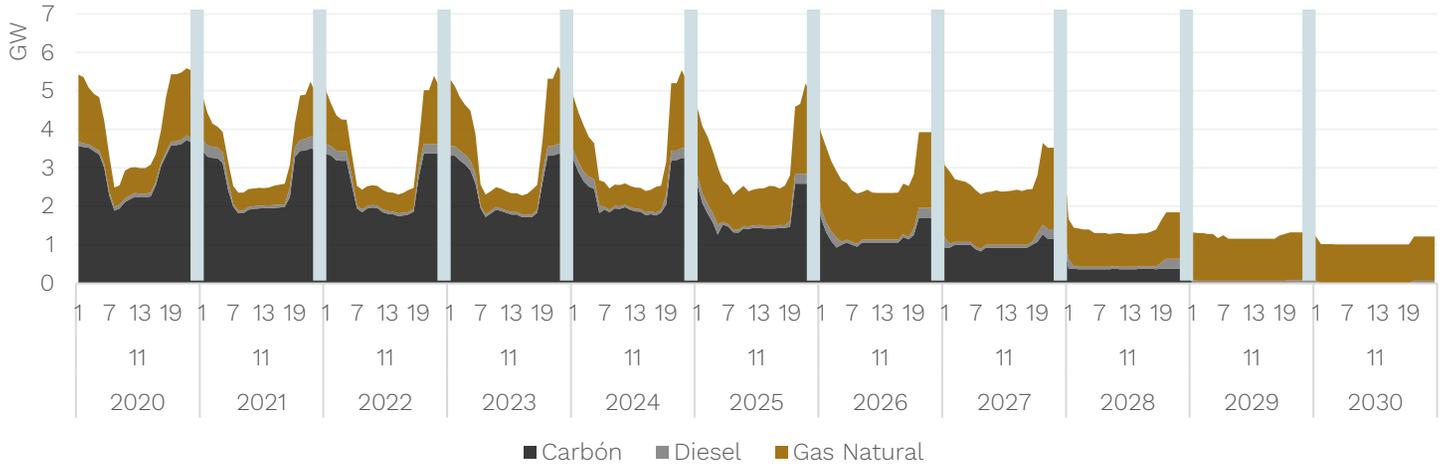
Generación térmica anual - Día típico mes de Julio
Transición Acelerada



Generación térmica anual - Día típico mes de Julio
Transición Acelerada



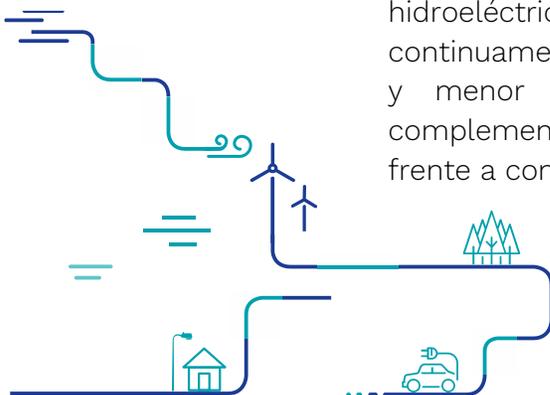
Generación térmica anual – Día típico mes de Noviembre Transición Acelerada



Generación térmica anual – Día Típico mes de Noviembre Transición Acelerada



Se observa el rol importante que toma el gas natural y las energías hidroeléctricas, operando de forma complementaria. El gas continúa operando continuamente, y apoyan a los embalses en los momentos de mayor demanda y menor generación solar fotovoltaica. Además, se vislumbra una complementariedad estacional que puede requerir aún más de gas natural frente a condiciones de mayor sequía en el futuro.



5.10.9. Transmisión

Para enfrentar los requerimientos de transmisión en el corto plazo, se deben considerar distintas tecnologías y alternativas para ampliar la capacidad de transmisión en los distintos corredores.

Las proyecciones de la PELP se llevan a cabo a través de una optimización conjunta entre generación, almacenamiento y transmisión. En la década actual, se observan señales de expansión en algunos tramos del sistema eléctrico. Debido a los plazos constructivos, se deben propiciar soluciones de optimización o refuerzo.

En el siguiente esquema se plantean las distintas opciones de expansión del sistema eléctrico, considerando la experiencia de los operadores eléctricos de Alemania.



De esta manera, la transmisión es habilitante de la política pública en el desafío de ser un país carbono neutral antes del año 2050. Para ello, y considerando este proceso PELP, es imperativo:

1. Definir un **portafolio de obras de transmisión estructurales** requeridas para alcanzar la meta de carbono neutralidad considerando los nuevos escenarios energéticos, y la ubicación territorial de las centrales de generación candidatas que emanan del análisis PELP, considerando como horizonte de evaluación el año 2050.
2. Revisar los **requerimientos de red a nivel de transmisión zonal**, y su coherencia con los incrementos de consumo eléctrico a nivel de consumidores conectados a la red de distribución, impulsado principalmente por climatización eléctrica y electromovilidad.
3. Definir **tramos del sistema que puedan incrementar capacidad a través de soluciones de optimización o refuerzo**, y aquellos tramos que estén limitados por otros motivos, como estabilidad del sistema u otros.
4. Definir **obras de optimización o refuerzo para incrementar capacidad en corredores al corto y mediano plazo**, mientras se concretan las obras estructurales actualmente en proceso.
5. Incorporar en los métodos de evaluación económica de obras de transmisión, análisis cuantitativo que permita considerar los distintos **atributos de la transmisión establecidos en el artículo 87°** de la Ley General de Servicios Eléctricos.



Estudio de Interconexión
Chile-Perú

Banco Interamericano
de Desarrollo

5.10.10. Interconexiones internacionales

A la fecha se han realizado estudios de análisis de interconexión Chile-Perú y Chile-Argentina, los cuales no se ven afectados frente a los nuevos escenarios energéticos.

De todas formas, en las actualizaciones se revisarán las exigencias técnicas requeridas para la concreción de cada proyecto evaluado, toda vez que se avanza en condiciones regulatorias con países vecinos.



6.

Fortalecimiento de la transmisión

Polos para un desarrollo sustentable

6.1. Definición de polos de desarrollo

En general los proyectos de generación eléctrica se conectan a la red eléctrica utilizando sistemas de transmisión dedicados, es decir, líneas que se planifican y ejecutan de manera privada, y que conectan los respectivos proyectos con los sistemas de transmisión nacional y/o zonal.

Por ello, el plan de expansión de la Comisión Nacional de Energía no contempla soluciones de transmisión destinadas a coleccionar generación eléctrica para conectarla al Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, esa condición puede cambiar utilizando una herramienta regulatoria establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos el año 2016: los sistemas de transmisión para polos de desarrollo de generación eléctrica.

Es así como en aquellas áreas territoriales de provincias que se identifiquen como polos de desarrollo, el plan de expansión de la transmisión puede incorporar soluciones de transmisión que permitan coleccionar generación renovable en zonas en que se prevé un importante desarrollo de estos proyectos de la mano de múltiples empresas desarrolladoras.

Para ello, la PELP identifica provincias como potenciales polos de desarrollo, y posteriormente, a través de una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), se analizan las mejores opciones de desarrollo sustentable para la incorporación de energías renovables en dicha provincia.

Importancia de un polo de desarrollo

La planificación energética tiene la posibilidad de identificar anticipatoriamente aquellas zonas territoriales que tendrán un importante desarrollo de proyectos renovables en el tiempo. Esta condición debiese reflejarse en la realidad con múltiples empresas desarrolladoras emplazando parques renovables en dichas zonas, haciendo frente al desafío de conectar sus respectivos proyectos con el Sistema Eléctrico Nacional.

Es ahí donde se pueden identificar dos situaciones:



Infografía
"Polos de Desarrollo"
PELP 2023-2027



1. **Sin polos:** En una provincia que no haya sido declarada polo de desarrollo, las soluciones de transmisión que conecten los proyectos con el resto del sistema eléctrico serán planificados y desarrollados por las respectivas empresas promotoras.

En este caso, a su vez, podrían darse dos situaciones: a) que cada proyecto se conecte de forma independiente a la red a través de su propia solución de transmisión, o b) distintos proyectos desarrollen soluciones de transmisión para conectarse de manera conjunta a la red.

En la situación en que diferentes proyectos renovables ubicados en zonas aledañas, en general, lo más eficiente desde el punto de vista económico y territorial, es buscar soluciones conjuntas para que un único sistema de transmisión pueda conectar múltiples proyectos: se hace menor uso de territorio, se utilizan menos posiciones de conexión en las respectivas subestaciones existentes del Sistema Eléctrico Nacional y se promueven soluciones con menor impacto territorial.

Estas situaciones podrían realizarse mediante acuerdos entre distintas empresas, no obstante, hay territorios en que podría requerirse una planificación desde el Estado para promover eficiencia, ordenamiento y competencia en la conexión de proyectos renovables a la red eléctrica.

2. **Con polos:** En provincias que sean declaradas polo de desarrollo, según la definición de la Ley General de Servicios Eléctricos, se realizará en primera instancia una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) que permita definir las mejores soluciones sustentables para la conexión de proyectos de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional.

Tras ello, dichas provincias quedan habilitadas para que la Comisión Nacional de Energía pueda planificar y proponer soluciones de transmisión que permitan colectar generación renovable con el Sistema Eléctrico Nacional de la mejor manera posible, haciendo un uso eficiente de la transmisión y del territorio, así como promoviendo mayor competencia en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica.

Esta solución de transmisión promoverá la conexión de distintos proyectos renovables emplazados en territorios aledaños, mediante un único sistema de transmisión, y no varios individuales.

Un sistema de transmisión para polos se planifica desde el Estado, se construye mediante licitación, y una vez que los proyectos renovables se van conectando, se les van endosando los costos de transmisión en



prorrata a la capacidad utilizada en función la capacidad total de la solución de transmisión.

Por supuesto, una solución de transmisión para polos de desarrollo presentará atributos que la harán más eficiente para el pago de los proyectos que la utilizan y para la tarifa resultante de los clientes: economías de escala, promover mayor competencia en el sector generación eléctrica, hacer uso eficiente y sustentable del territorio, promover inversiones renovables en zonas y/o áreas que apunten a la sustentabilidad.

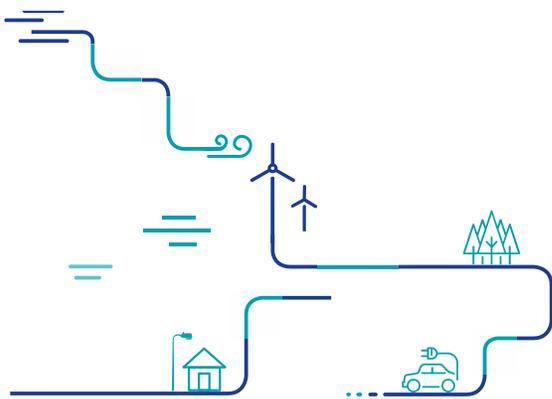
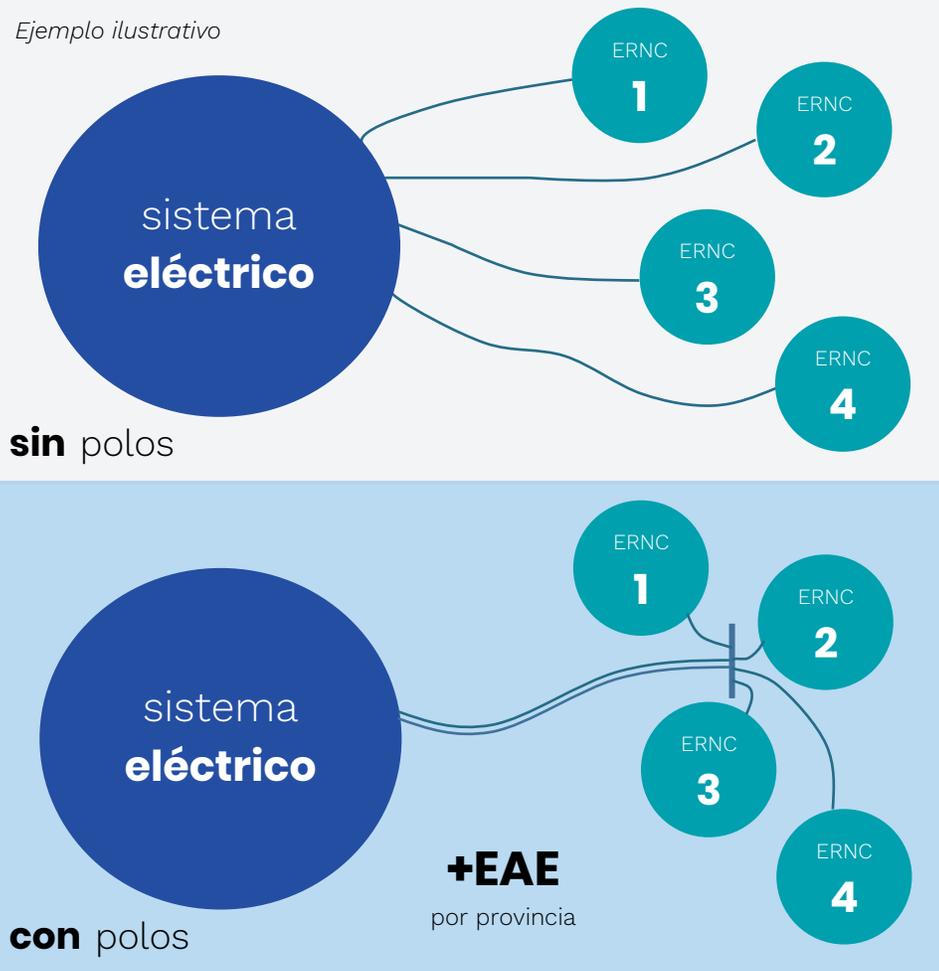
Ejemplo ilustrativo

En la figura siguiente se presentan dos casos para ejemplificar de manera ilustrativa el beneficio de los polos de desarrollo. Cuatro proyectos renovables emplazados en una misma zona deben conectarse a la red eléctrica; sin polos (y sin coordinación entre las distintas empresas desarrolladoras), y con polos. En el primer caso, cada proyecto se conecta con una solución de transmisión propia, mientras que, en el segundo caso, se promueve una conexión a través de un único sistema de transmisión, más robusto y eficiente, que minimiza la cantidad de kilómetros de líneas de conexión entre los cuatro proyectos renovables y el Sistema Eléctrico Nacional.

Se utiliza de mejor manera el territorio y además se hace un uso más eficiente de las posiciones disponibles en subestaciones existentes del Sistema Eléctrico Nacional.



Ejemplo ilustrativo



6.2. Criterios de selección de provincias candidatas a polos de desarrollo de generación eléctrica

Para la identificación de provincias candidatas a Polos de Desarrollo de Generación se utilizaron criterios que responden a dos dimensiones:

1. Social-ambiental-territorial.
2. Económica-tecnológica.

Variables ambientales y territoriales
Reconversión territorial por cierre de centrales a carbón

**SOCIAL - AMBIENTAL -
TERRITORIAL**

Proyección de oferta y demanda energética
Tendencias de Inversión
Temporalidad

**ECONÓMICA-
TECNOLÓGICA**



La dimensión social-ambiental-territorial aborda aquellos criterios que recogen la sensibilidad del territorio en sus diferentes ámbitos, para lo cual se trabajó con dos criterios generales:

- **Variables Ambientales y Territoriales:** A través de este criterio y con su consideración en distintos momentos de la planificación energética de largo plazo, se busca que las provincias candidatas consideren estas variables y su grado de condicionamiento o incidencia en la generación de energía en base a fuentes renovables. Asimismo, se trata de un criterio que será profundizado posteriormente en el marco de la planificación de cada uno de los Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica.
- **Reconversión territorial por cierre de centrales a carbón:** Este criterio considera el Plan de Retiro y/o reconversión de centrales a Carbón del Ministerio de Energía, de modo de priorizar aquellos territorios involucrados en los procesos de cierre y donde se manifiestan importantes desafíos, pero también grandes oportunidades, entre ellos, cambios en el tipo de empleo y necesidades de capacitación, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios y diversificación en la matriz productiva de los territorios, desafíos en la competitividad de las regiones, entre otras. Las comunas consideradas en el este Plan son Iquique, Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel, donde se releva el rol de la Estrategia de Transición Justa del sector Energía elaborada por el Ministerio de Energía y actualmente en consulta pública³¹, donde la generación de energías renovables contribuye al desarrollo económico y de empleabilidad local, pudiendo mitigar lo que el cierre de una central pudiese ocasionar.

La dimensión económica-tecnológica aborda el efecto y factibilidad de materialización de proyectos renovables en las distintas provincias del país. Para ello, trabajó con tres criterios generales:

- **Proyección de oferta y demanda energética:** Este criterio considera el crecimiento de capacidad renovable de modo que la oferta energética proyectada en las provincias debe ser relevante en un horizonte temporal de mediano plazo y los niveles de capacidad proyectada

³¹ <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/estrategia-de-transicion-justa-en-el-sector-energia-parti-i-acompanando-el-cierre-yo-nuevos-usos-de-centrales-carbon-en-chile>



deben apuntar a un desarrollo de múltiples proyectos en una misma zona; y el desarrollo probable de proyectos, es decir, que el crecimiento proyectado en un territorio debiese estar contenido en la totalidad de los escenarios PELP.

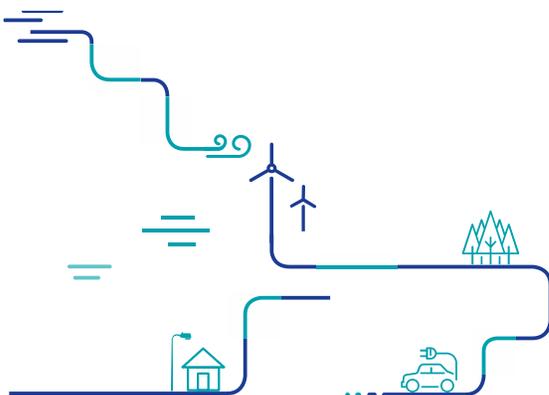
- **Tendencias de Inversión:** Este criterio aborda por una parte los terrenos fiscales licitados o por licitar por parte del Ministerio de Bienes Nacionales como un insumo base, los proyectos aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental con RCA vigente como señal desde la inversión, y necesidades de nueva capacidad y cantidad de proyectos interesados en conectarse a la red, integradas mediante información proveniente del proceso de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional.
- **Temporalidad:** Este criterio se refiere a la priorización temporal en las provincias que serán sometidas al proceso de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) para definición de polos de desarrollo, entendiendo que cada proceso quinquenal de la PELP puede establecer y definir potenciales polos de desarrollo para análisis. El próximo proceso PELP 2028-2032 se iniciará a más tardar a fines del año 2025, por requerimiento legal.

Esta definición utiliza como insumo, las propuestas que se recogieron en los espacios participativos. En particular, en el marco del Taller 1 dedicado a esta materia, se levantaron criterios propuestos por los asistentes, que se clasificaron en las dos dimensiones señaladas y, para definir el tratamiento de los elementos propuestos, se elaboró una propuesta que los recoge en distintos momentos del proceso de la planificación, de acuerdo con su escala de aplicación y ámbito de este. De este modo, como se puede observar en la figura siguiente, sólo algunas de las propuestas surgidas en la dimensión social-ambiental-territorial pudieron recogerse directamente en los criterios de selección de provincias candidatas a Polos de Desarrollo de Generación:



Dimensión	Criterio	Propuesta Taller 1 Polos
Social-ambiental-territorial	Variables Ambientales y Territoriales	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial energético • Presencia de población protegida • Limitar zonas con impactos visuales (p.e.ZOIT) • Protección sitios de significación cultural • Desarrollo demográfico (suficiente distancia de población)
	Reconversión territorial por cierre de centrales a carbón	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas de cierre de centrales termoeléctricas a carbón (análisis caso a caso)
Económica-tecnológica	Proyección de oferta y demanda energética	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de planta del potencial energético • Proyecciones de demanda de largo plazo • Eficiencia económica de la solución de Transmisión • Capacidad del sistema de transmisión existente en el territorio
	Tendencias de Inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad del sistema de transmisión existente en el territorio • Demanda de proyectos privados en el sector
	Temporalidad	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo propuestas

Por su parte, se identificaron materias que se abordarán en el marco de la planificación de cada Polo de Desarrollo de Generación, ya sea en los análisis de base, en la planificación misma y/o en la Evaluación Ambiental Estratégica, como se puede observar en la tabla siguiente:



Propuesta Taller 1 Polos de Desarrollo	Análisis Territoriales	Planificación del polo	EAE del polo
Presencia de población protegida	-	Objetos de valoración territorial	
Limitar zonas con impactos visuales (p.e. ZOIT)	-	Objetos de valoración territorial	
Desarrollo demográfico (suficiente distancia de población)	-	Distanciamiento de asentamientos humanos rurales	
Saturación territorio social y ambiental (p.j. MW instalado/superficie; o límite máximo de proyectos)	Distribución de cargas y uso eficiente del territorio		
Armonía con instrumentos de planificación territorial existentes	Marco de planificación territorial		
Zonas (vocación) con oportunidades de desarrollo productivo	Usos de territorio y tendencias		
Participación de habitantes del territorio		Participación ciudadana	
Impacto positivo que pudiera tener en el desarrollo local	-	-	Implicancias ambientales
Análisis costo-beneficio considerando efectos socioambientales	-	-	Implicancias ambientales
Coherencia con criterios de otros organismos del Estado	-	-	Coordinación con Organismos de la Administración del Estado

Finalmente, hubo 2 propuestas que no se pudieron considerar. Uno se refiere a “Donde se requiera mejorar calidad del servicio de clientes finales”, que no fue considerado ya que no corresponde al ámbito de competencia del Polo de Desarrollo de Generación. Asimismo, la propuesta de “Priorizar aquellos territorios donde se beneficie más población”, igualmente excede el ámbito de acción del instrumento, pero además está en contraposición con la propuesta de “Desarrollo demográfico (suficiente distancia de población)” que sí fue acogido.

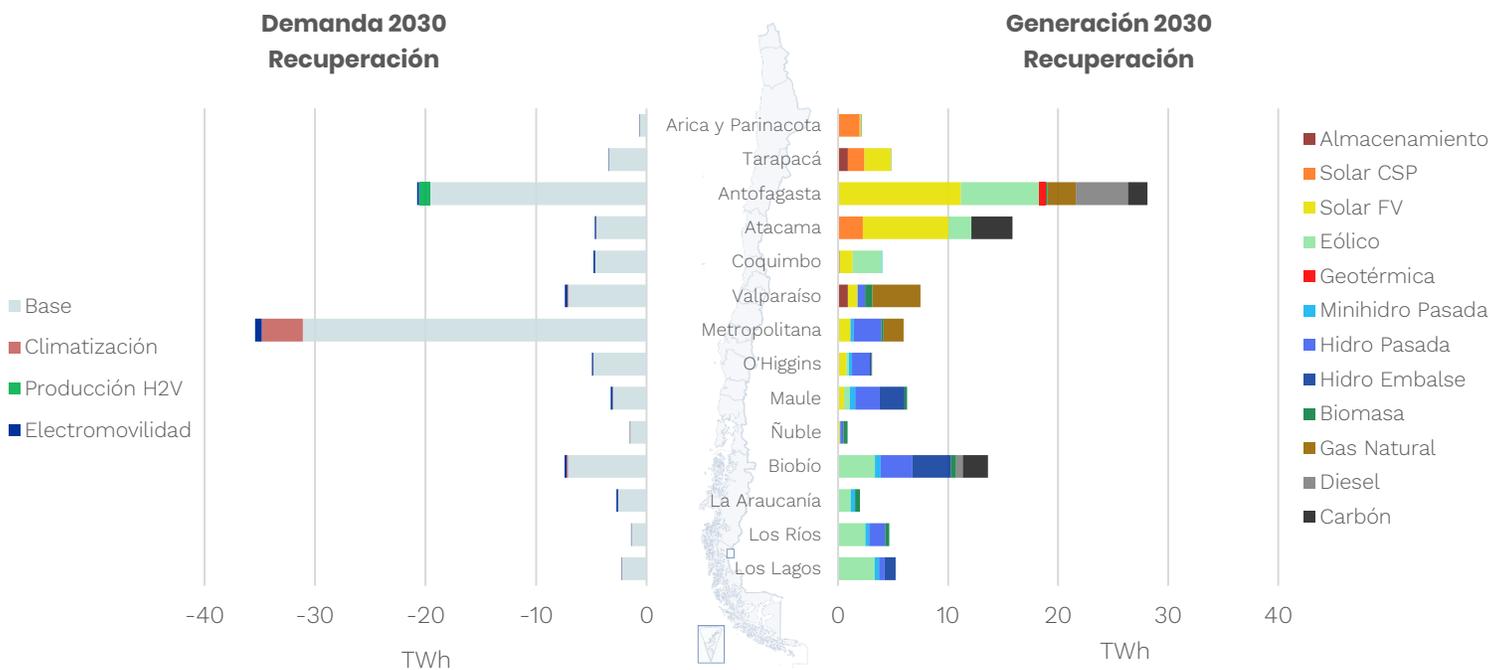


6.3. Proyección de oferta y demanda energética

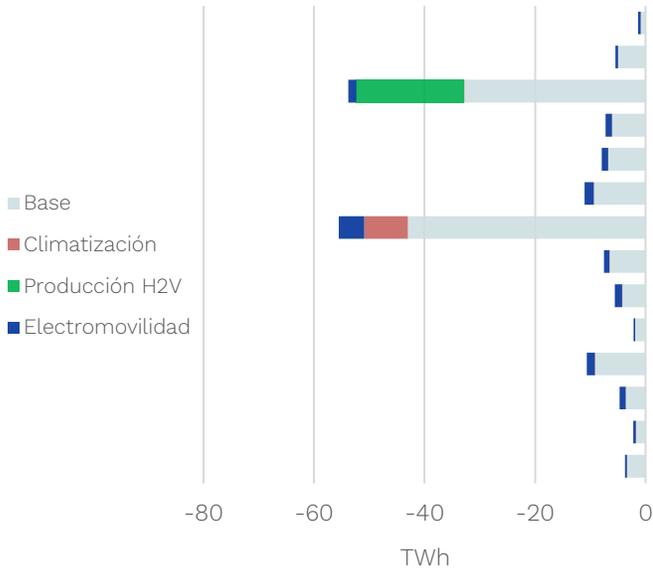
En esta sección se presenta la demanda y generación eléctrica proyectada por región, de manera tal de identificar aquellas regiones en que habrá una mayor conexión de proyectos renovables.

A su vez, para cada escenario se presenta un mapa de colores, identificando aquellas provincias que concentran una mayor cantidad de nuevos proyectos renovables entre los años 2022 y 2030, y entre 2031 y 2050.

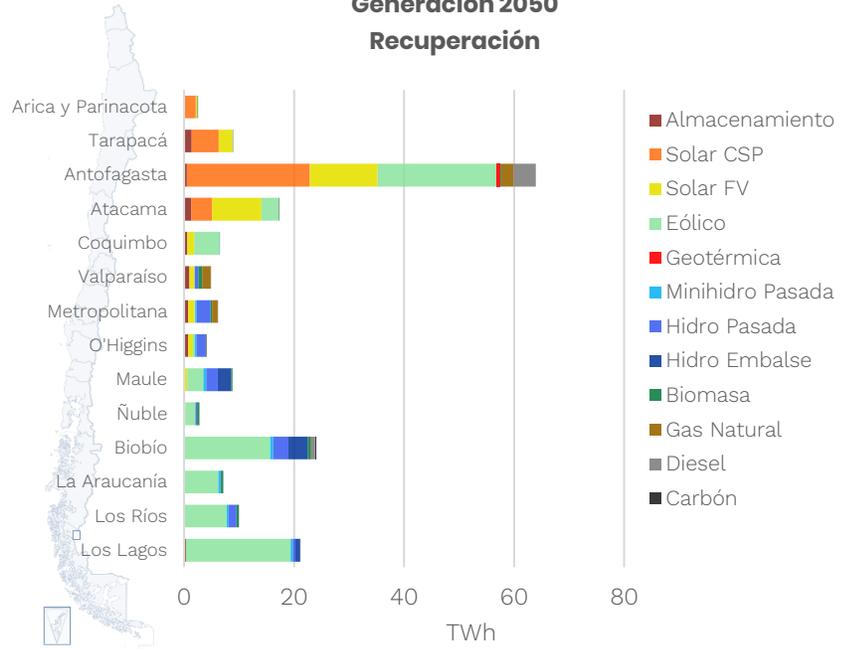
6.3.1. Escenario Recuperación

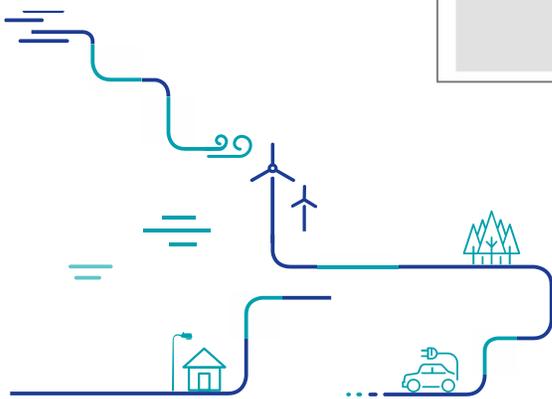
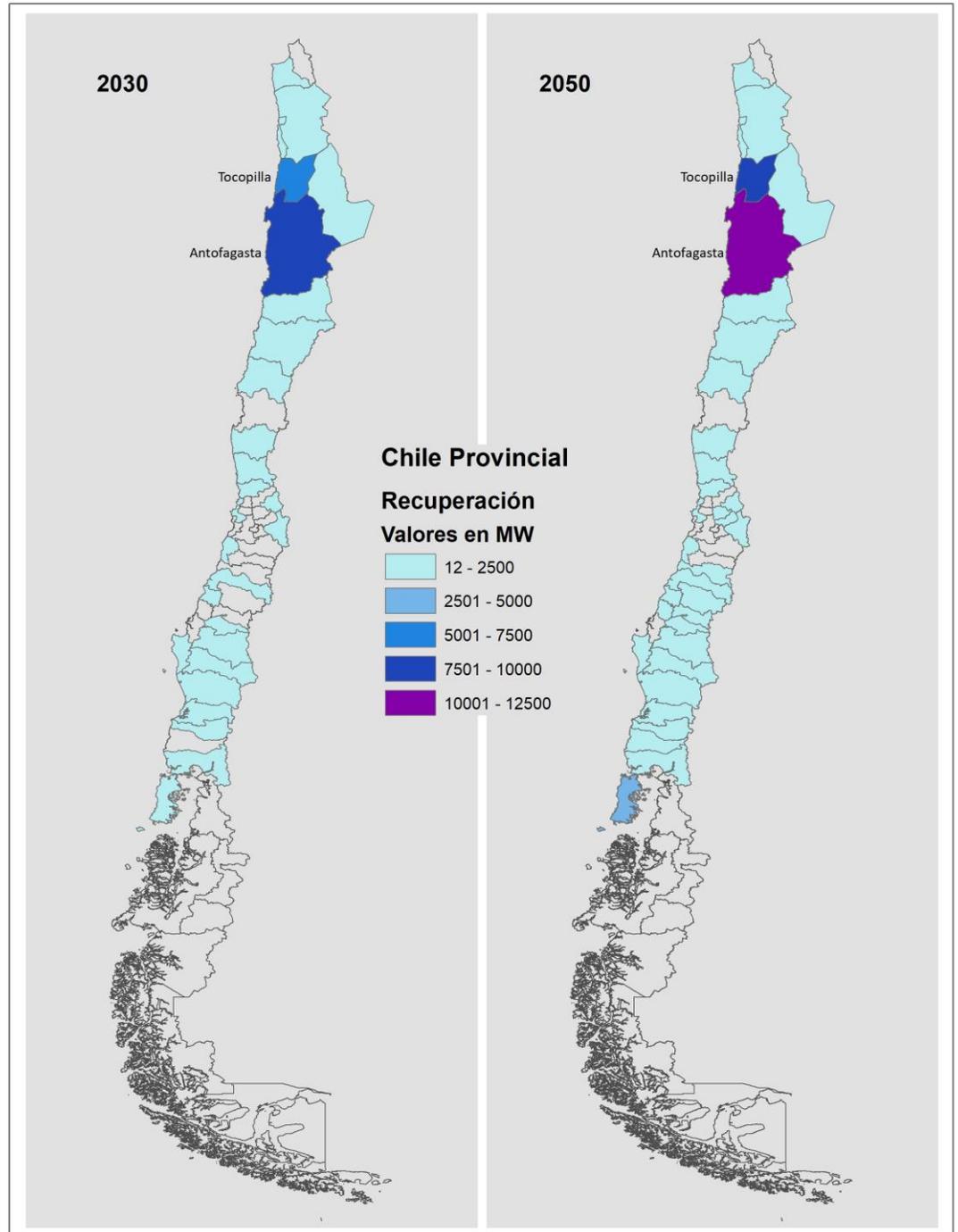


Demanda 2050 Recuperación



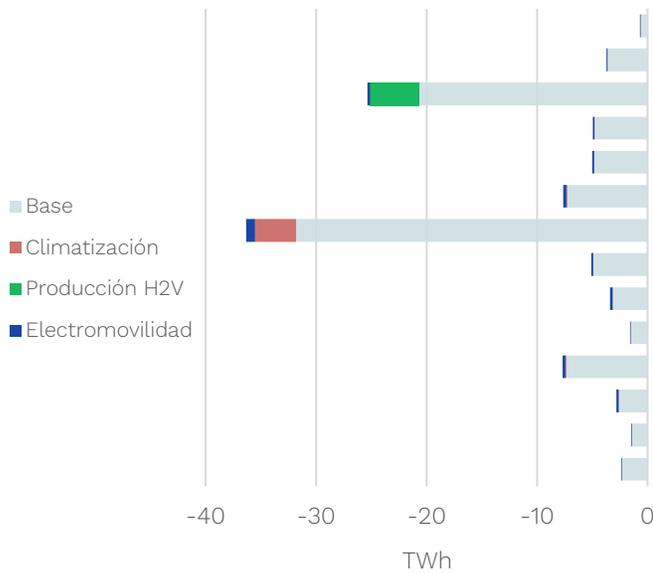
Generación 2050 Recuperación



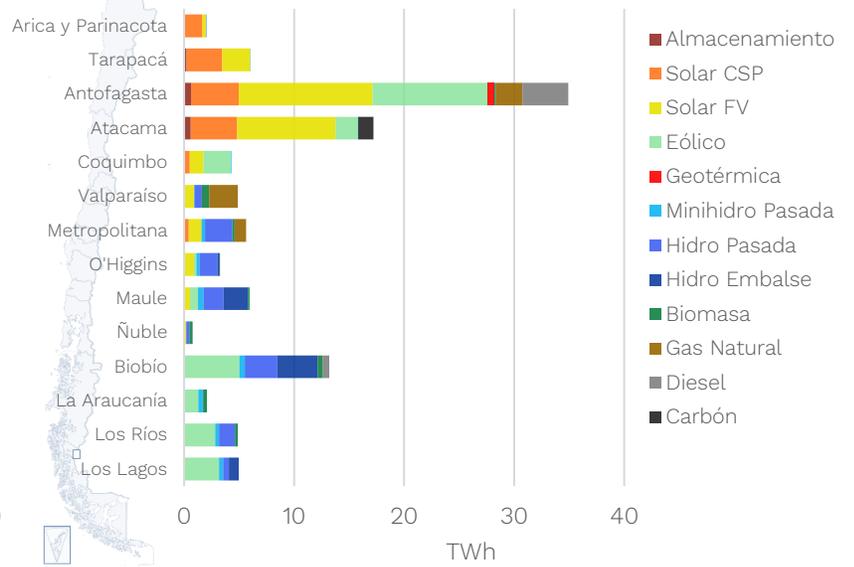


6.3.2. Escenario Carbono Neutralidad

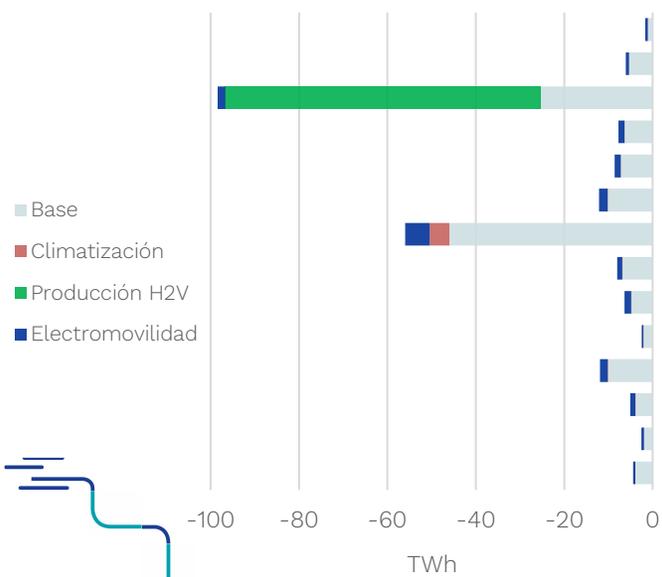
**Demanda 2030
Carbono Neutralidad**



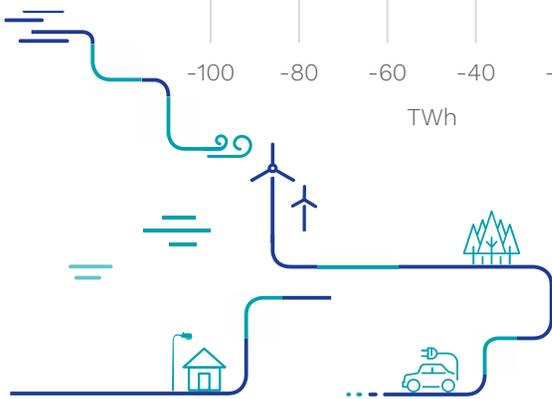
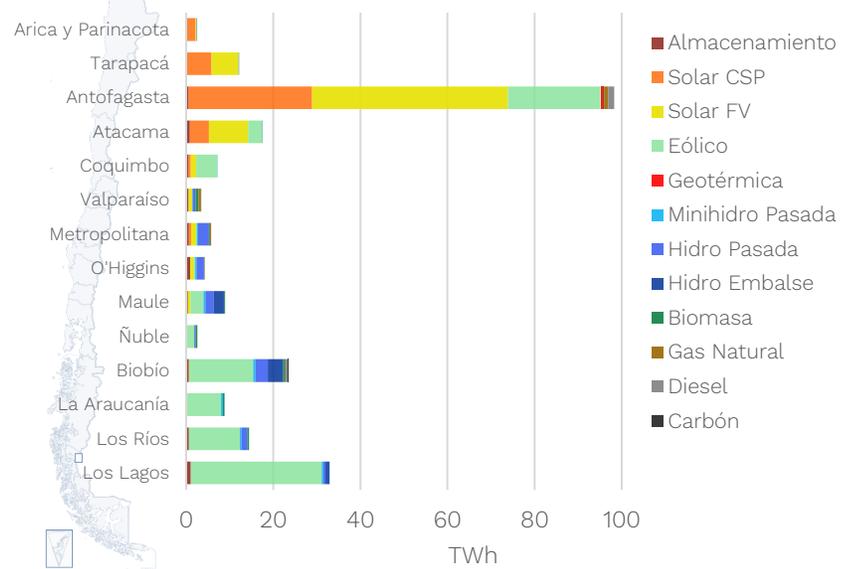
**Generación 2030
Carbono Neutralidad**

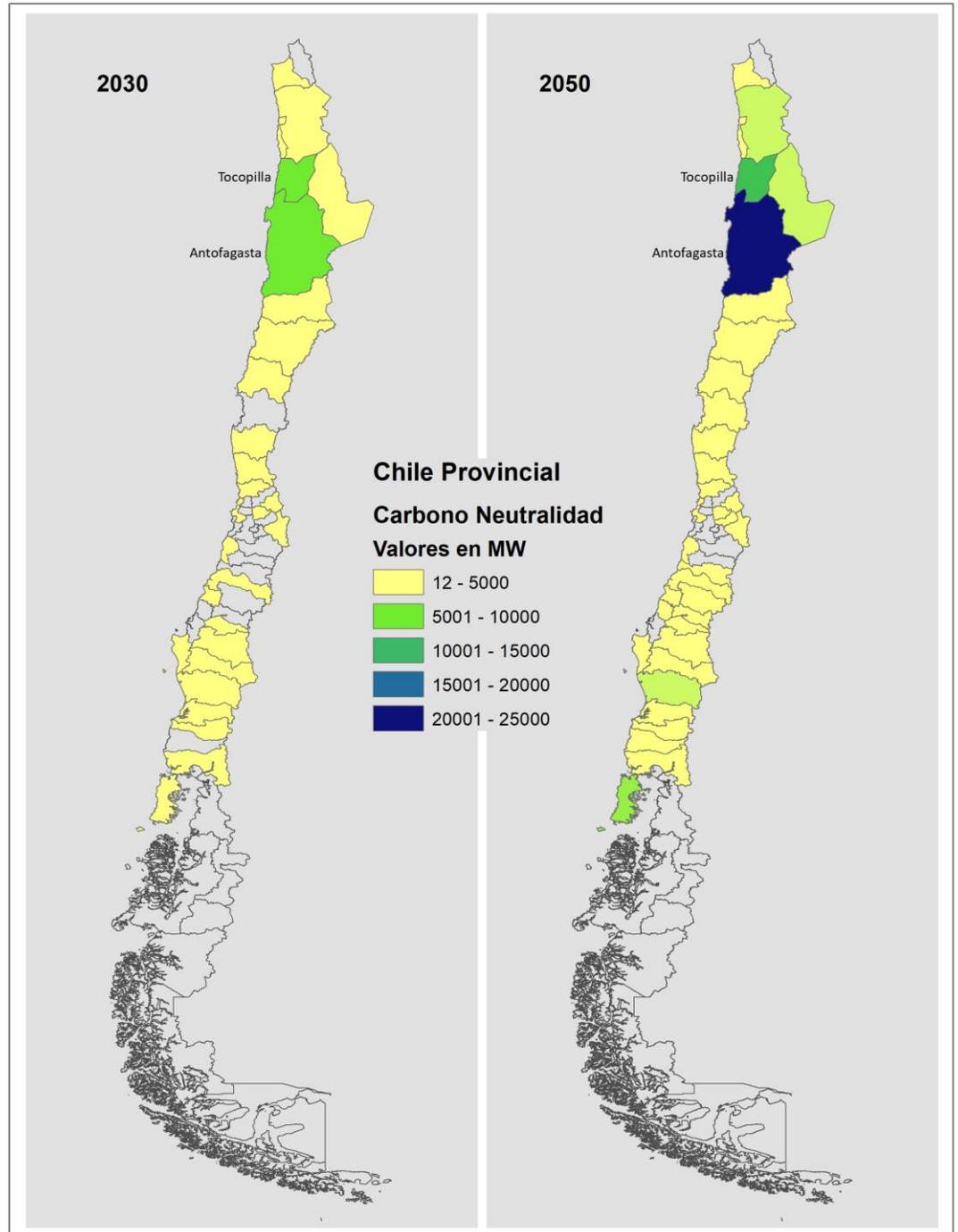


**Demanda 2050
Carbono Neutralidad**



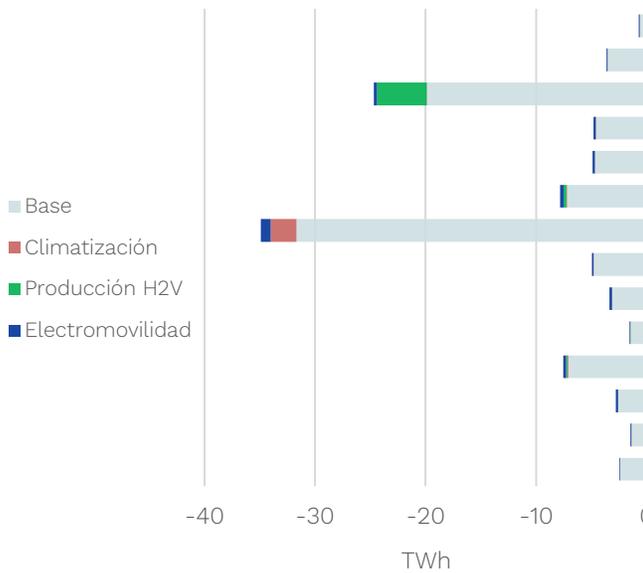
**Generación 2050
Carbono Neutralidad**



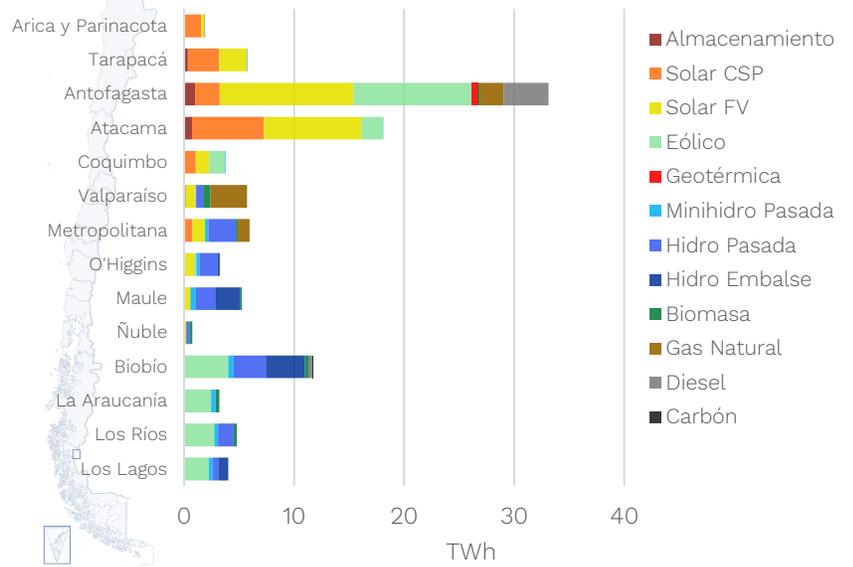


6.3.3. Escenario Transición Acelerada

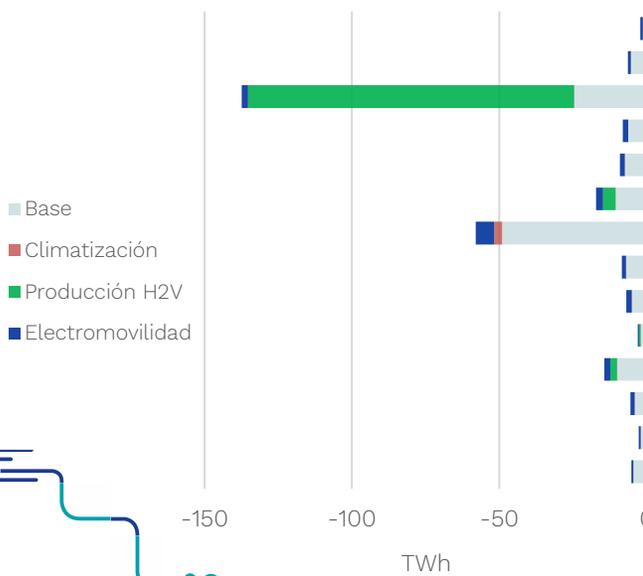
**Demanda 2030
Transición Acelerada**



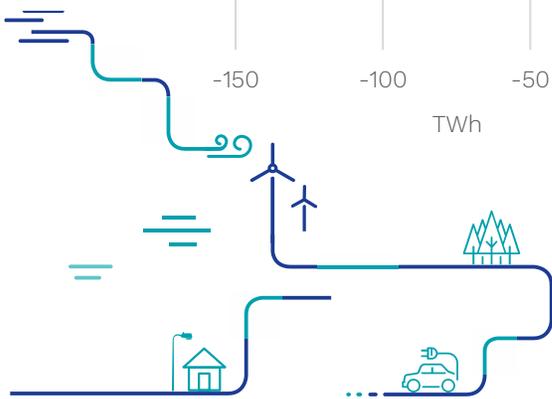
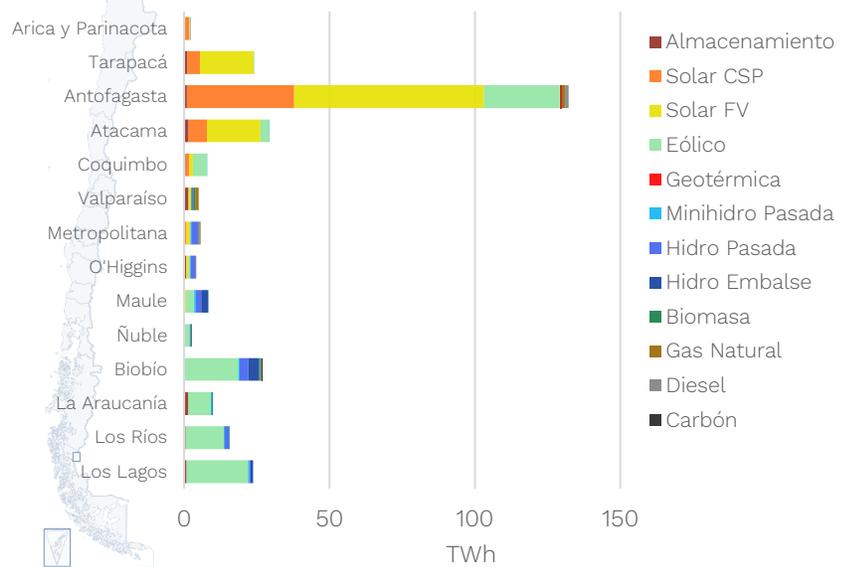
**Generación 2030
Transición Acelerada**

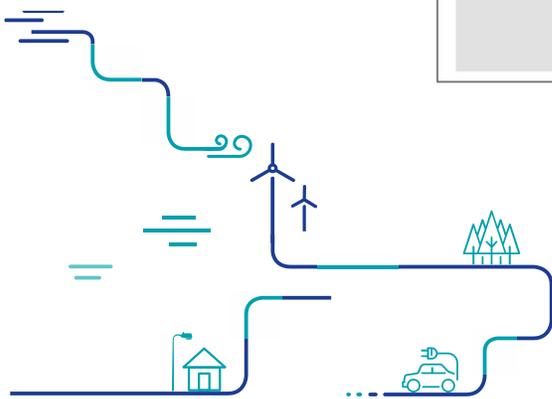
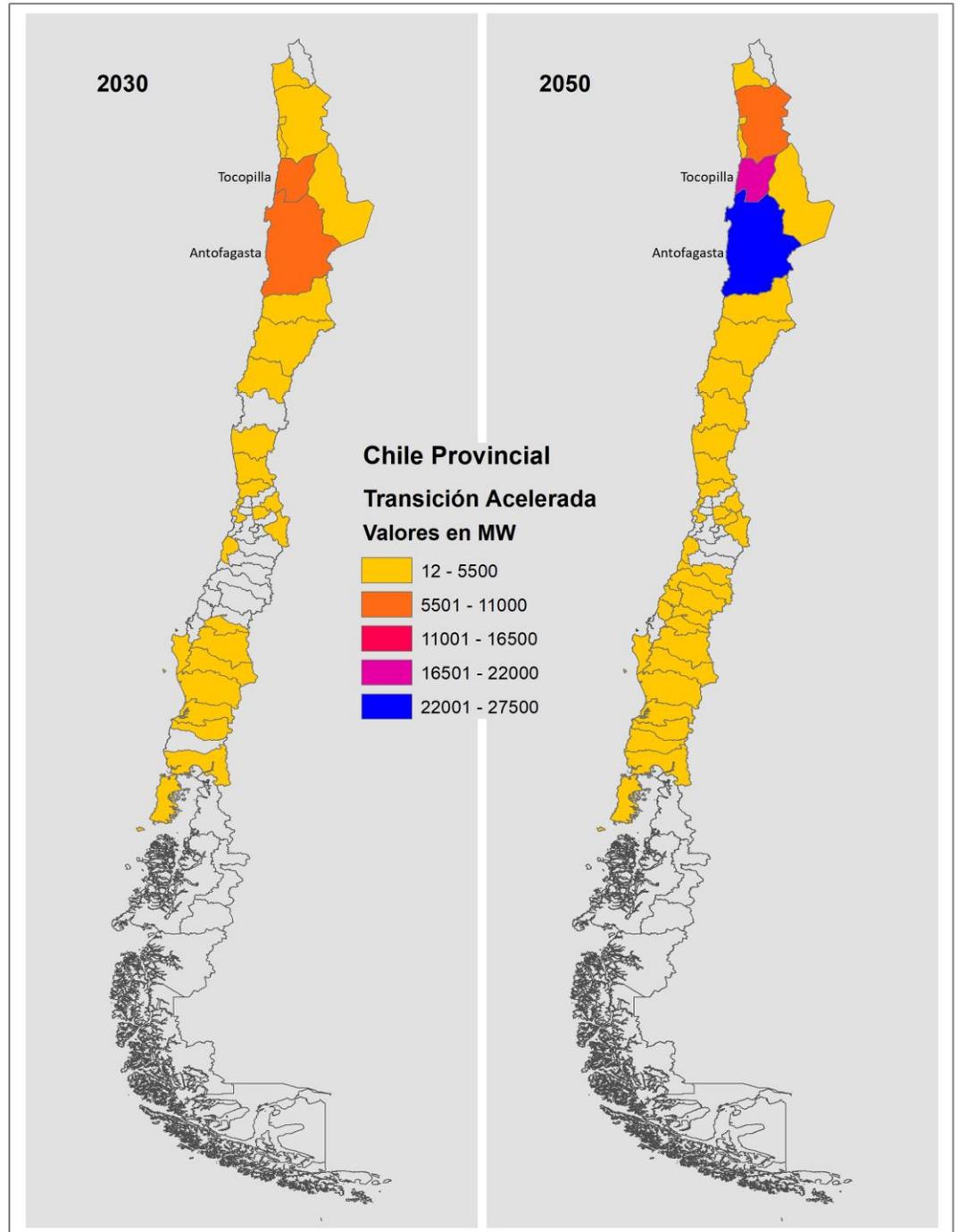


**Demanda 2050
Transición Acelerada**



**Generación 2050
Transición Acelerada**



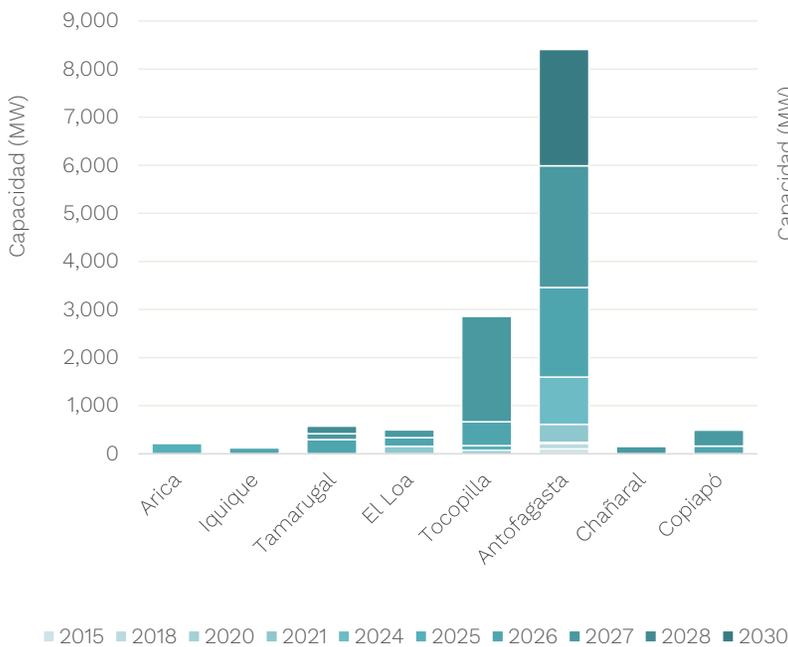


6.4. Tendencias de inversión

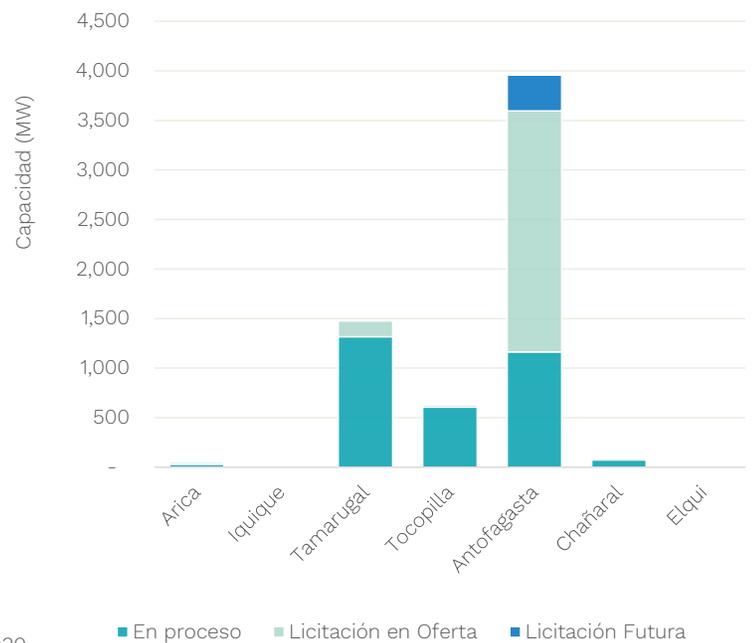
En esta sección se presentan las tendencias de inversión provistas por distintas fuentes: terrenos fiscales licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales, proyectos en el Servicio de Evaluación Ambiental con Resolución de Calificación Ambiental aprobada y proyectos que han solicitado conexión mediante el proceso de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional.

6.4.1. Licitaciones de terrenos fiscales por Ministerio de Bienes Nacionales

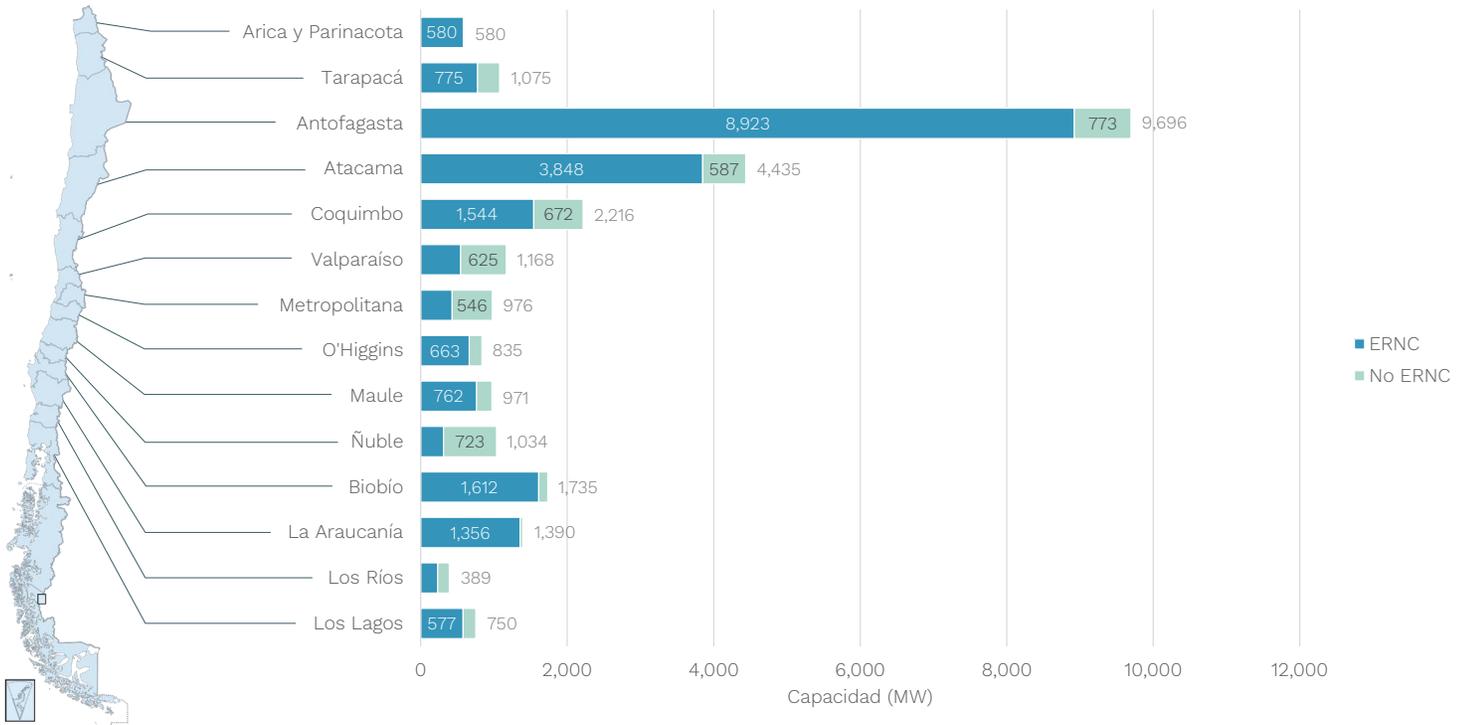
**Concesiones vía Licitaciones en terrenos fiscales:
Adjudicadas y en proceso**



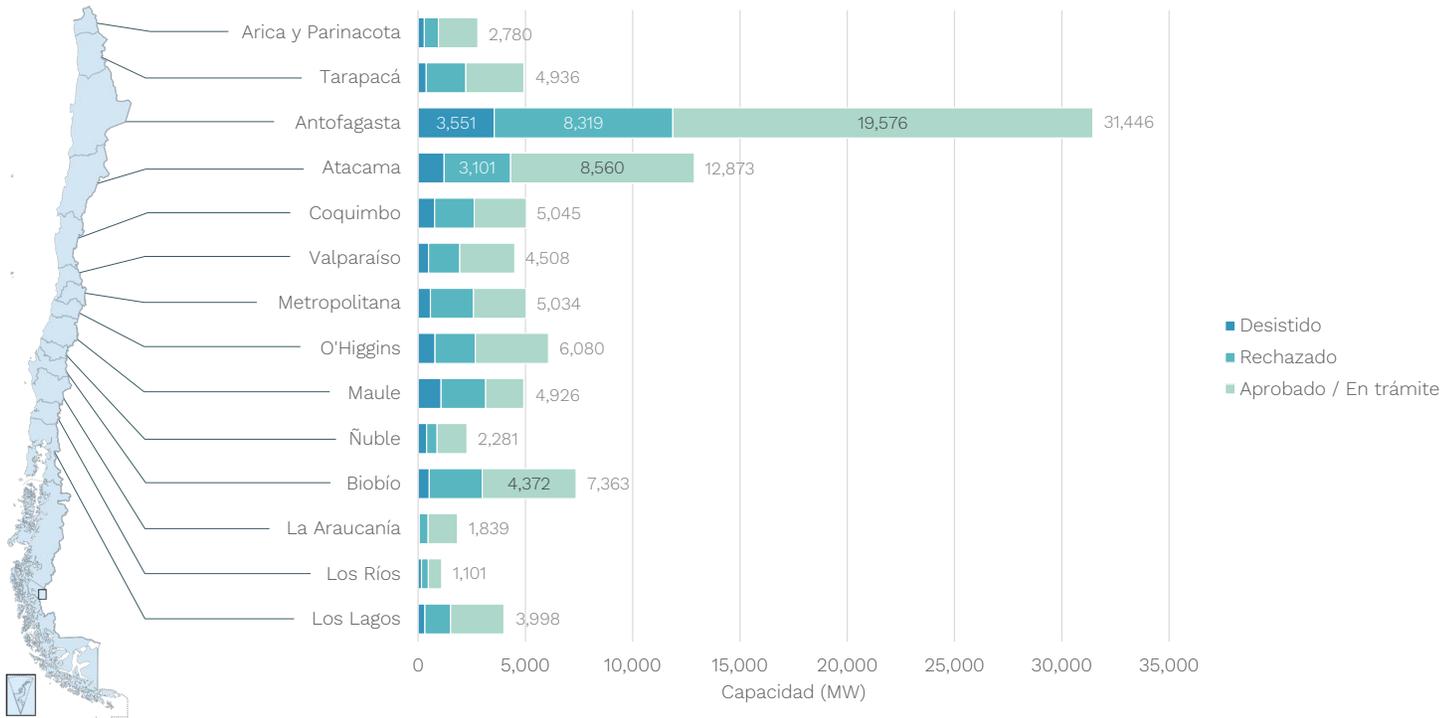
Licitaciones en Oferta y Futuras



6.4.2. Listado de proyectos en SEA con RCA aprobada



6.4.3. Solicitudes de acceso abierto en el Coordinador Eléctrico



6.5. Temporalidad

Las proyecciones y las tendencias de inversión presentan una alta coincidencia en las regiones que concentrarán mayor cantidad de proyectos renovables en el futuro.

Utilizando el concepto de priorización para esta década, **en esta oportunidad las provincias de Antofagasta y Tocopilla, en la región de Antofagasta se definen como potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica**, conforme a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

A su vez, el mismo criterio de priorización permite prever que el próximo proceso quinquenal PELP 2028-2032 debería identificar polos de desarrollo en provincias comprendidas entre las regiones del Biobío y Los Lagos, cuyo mayor nivel de incorporación y conexión de nuevos proyectos renovables, se gestará entre las décadas del 2030 y 2050.

Regiones	Provincias	Temporalidad	Criterios principales
Antofagasta	Antofagasta Tocopilla	Necesidad inmediata Subestaciones con alta demanda (Parinas, Kimal)	<ul style="list-style-type: none"> Alta proyección oferta eléctrica adicional esta década, y se mantiene hasta el 2050. Alta solicitud conexión Acceso Abierto. Alto número licitaciones de terrenos fiscales. Cierre centrales carbón + Hub H2 verde. Señal de localización HVDC Kimal – Lo Aguirre. Reserva de paños / posiciones para polos.
Biobío Los Lagos	Por definir	Necesidad inicios de próxima década	<ul style="list-style-type: none"> Alta solicitud conexión Acceso Abierto Alta proyección oferta eléctrica adicional para la próxima década. Señal de localización Líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos – Pichirropulli Estudio de Franjas.

PELP 2023-2027

PELP 2028-2032



7. Modernización energética

Tecnologías al servicio de la sociedad

Un componente importante de planificación energética de largo plazo es la identificación y caracterización de tecnologías a considerar en los análisis, ya que son éstas las que permiten sustentar la transición energética que se plantea en los distintos escenarios PELP.

La identificación de las tecnologías a considerar en el proceso PELP, desde el suministro energético hasta el uso final, vienen de cuatro aristas distintas, pero complementarias.

Por un lado, se tienen aquellas tecnologías que ya están desplegadas masivamente en el país y de las cuales se cuenta con información empírica de sus características técnicas y económicas. A este grupo se les llamará como tecnologías maduras. Existe un segundo grupo, que son aquellas de las que se tiene evidencia robusta de su potencial de competitividad técnico-económica a mediano y largo plazo, las que se llamarán tecnologías emergentes, y que surgen de procesos de vigilancia tecnológica que permiten su identificación y caracterización. En un tercer grupo se tienen tecnologías que surgen a partir de desafíos específicos que deberá enfrentar el país en el futuro, las que se llamarán tecnologías habilitantes, y que surgen de necesidades y oportunidades detectadas en distintos procesos participativos que lidera el Ministerio de Energía. Y existe un cuarto grupo, las que se llamarán tecnologías disruptivas, y son aquellas que, si bien se modelan en las proyecciones de los escenarios PELP, por sus características de elevado costo comparado, no se ven reflejadas aún en los resultados de salida del proceso.

Para el primer grupo, se tienen las ya conocidas tecnologías eléctricas solar fotovoltaica, eólica on-shore, las energías térmicas y la hidroelectricidad. Desde los usos finales, por ejemplo, se pueden nombrar el transporte en base a hidrocarburos y los procesos térmicos industriales alimentados con gas natural.

Para el segundo grupo de tecnologías, las emergentes, se tiene desde la generación, la concentración solar de potencia y la geotermia, entre otras. Y desde el uso final, la electromovilidad y el hidrógeno verde para transporte de carga.



Para el tercer grupo, las habilitantes, es necesario identificar primero los desafíos que son necesarios enfrentar. Dos ejemplos de ello es la disminución de la contaminación local producto de la combustión en base a leña húmeda para calefacción en el sur del país. Y un segundo desafío tiene relación con los límites máximos teóricos que soporta el sistema eléctrico al incorporar masivamente generación renovable variable. Para el caso del primer desafío, surge la familia de tecnologías relacionadas a calefacción sustentable, tales como soluciones de energía distrital y la electrificación para el acondicionamiento del aire. Para el segundo desafío, surgen las tecnologías de almacenamiento energético y las de gestión eficiente por medio de electrónica de potencia, como lo es, por ejemplo, la inercia sintética.

Para el cuarto grupo, las disruptivas, surgen aquellas que, si bien pueden existir casos exitosos en Chile o en el mundo, aun no alcanzan el umbral de maduración con costos requeridos para ser competitivas, o están próximas a alcanzarlo. Tal es el caso de las tecnologías de generación marina, las baterías de Carnot y los sistemas de captura y secuestro de carbono.

Cualquiera sea al caso del grupo de tecnologías, y dadas las características del proceso PELP, es necesario tenerlas identificadas, con los parámetros técnico-económicos actualizados constantemente y con un balance socioambiental acorde a una transición energética sustentable. Es por ello que, a partir de la actual PELP, se está formando un grupo de trabajo multidisciplinario que permitirá identificar y caracterizar las variables de cada tecnología, de modo de considerarlas en cada actualización anual.

7.1. Hacia una red eléctrica 100% limpia

7.1.1. Desarrollo energético sustentable

Chile tiene como compromiso alcanzar la meta de carbono neutralidad antes del año 2050. Por su parte, el sector energía contribuye con poco menos del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, pero hoy se alza con la oportunidad de ser una solución ambiental y climática para la sociedad; no sólo apoyará la lucha contra el cambio climático y la justicia intergeneracional, sino también ayudará a limpiar las ciudades y comunas del país, con una mejora directa en la calidad de vida de las personas.



El país tiene un increíble potencial de energías renovables, las cuales se proyecta que comiencen a predominar en los sistemas eléctricos del país dentro de los próximos años.

Las medidas y acciones que nos permitirán ser carbono neutral como país han sido estudiadas por el Ministerio de Energía, y contemplan importantes avances en la utilización de energías renovables para abastecer las necesidades energéticas en los distintos sectores de la sociedad.

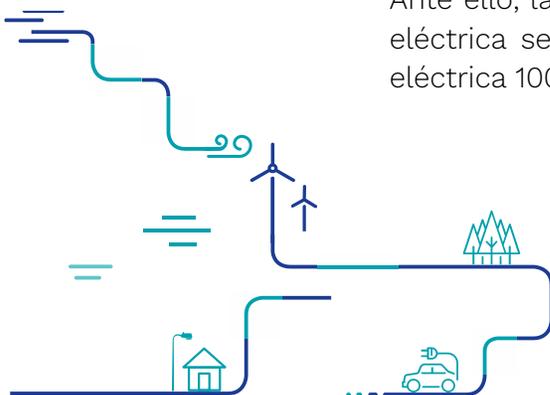
La electrificación es una de las acciones más eficientes para acercar las energías renovables al consumo: generación distribuida, electrificación directa a los sistemas eléctricos y electrificación indirecta, mediante almacenamiento o vectores energéticos como el hidrógeno verde, para abastecer aquellos consumos que no puedan electrificarse de manera sencilla. Más del 80% de las acciones se basan en electrificación.

Entre 2021 y 2050 se espera que la demanda total de energía se incremente en cerca de un 30%, impulsado por fuertes y contundentes medidas de eficiencia energética. No obstante, la demanda eléctrica crecerá a niveles sustancialmente mayores debido a las medidas de electrificación que permiten limpiar nuestra matriz energética a través del uso de energías renovables.

Actualmente, cerca de un 25% de la totalidad de los usos energéticos son provistos por electricidad. El 75% restante, se provee desde fuentes fósiles, como petróleo y sus derivados, biomasa y leña, gas natural y, en menor medida, biogás. Con las medidas de electrificación, se proyecta que al año 2050 entre un 50% y 75% de la totalidad de usos energéticos sean provistos por electricidad directa e indirecta.

Electrificación para el transporte, climatización, usos térmicos en la industria y minería, producción de hidrógeno verde, incrementarán la demanda de electricidad de forma sustancial. Unido al retiro de centrales carbón que se está llevando a cabo, establece una enorme oportunidad y necesidad de innovación y transformación tecnológica en el sector eléctrico.

Ante ello, la electrónica de potencia y digitalización de la operación de la red eléctrica será una habilitante fundamental en la meta de alcanzar una red eléctrica 100% limpia.



7.1.2. Irrupción masiva de energías renovables

La década pasada fue la década de la consolidación de las energías renovables. Pasaron de ser una apuesta tecnológica a la opción más eficiente. Chile ha promovido una importante inserción renovable en el país.

Esta década abre un nuevo desafío, operar una red eléctrica fuertemente influenciada por las energías renovables. Chile puede liderar este gran desafío. La operación simultánea de fuentes renovables en algunas horas del día pasará de menos de un 50% a casi un 70% a fines del próximo año 2022, y antes del 2030 se espera que dicho porcentaje se incremente a más de un 85% de operación simultánea de fuentes renovables variables, como eólica y solar fotovoltaica, en algunas horas del día.

Distintos operadores de redes eléctricas en el mundo coinciden en que una operación simultánea de más de 75% de energías renovables variables es, hasta ahora, un camino inexplorado. En ese contexto, Chile tiene la responsabilidad, y el gran desafío, de abordar de manera proactiva ese camino inexplorado, pues se proyecta que será uno de los primeros países en alcanzar ese camino inexplorado, más aún con la promoción de políticas públicas e inversiones verdes que propician un desarrollo sustentable por y para la sociedad.

Los 4 pilares de la red eléctrica del futuro son:

1. **Energías renovables:** una mayor inserción de energías renovables a la vez que se retiran de servicio las centrales térmicas a carbón.
2. **Infraestructura:** líneas y subestaciones eléctricas que permitan conectar los proyectos renovables y llevar la energía a todo el país para abastecer las necesidades energéticas de la sociedad.
3. **Modernización del sistema eléctrico:** no sólo se requerirá infraestructura clásica, sino también se requerirá la promoción y puesta en servicio de alternativas tecnológicas que se integren a la red eléctrica.
4. **Operación de la red eléctrica:** se requiere proyectar la operación de la red eléctrica para el futuro, una red fuertemente dominada por las energías renovables variables, donde la digitalización y automatización serán el eje central de una operación descentralizada, eficiente y segura. Las tecnologías clásicas serán parte de la transición, pero las decisiones



deben tomarse de manera coherente con la red del futuro que nos permitirá alcanzar y habilitar la meta de carbono neutralidad.

7.1.3. Nuevas tecnologías para la red eléctrica del futuro

Existe gran cantidad de tecnologías que, en conjunto, aportarán para alcanzar una red eléctrica 100% limpia, tales como:

1. Centrales a gas natural, que tendrán un rol fundamental en la transición energética, pero también se debe considerar que parte importante del parque a gas (cerca de 2.000 MW, que representa el 50% del total) posee una vida útil actual superior a los 20 años.
2. Reconversión termoeléctrica de actuales centrales a carbón y/o gas, a otras alternativas como: baterías de Carnot, condensadores sincrónicos, centrales con blending mediante un co-firing combustible tradicional con combustible sintético.
3. Concentración solar de potencia.
4. Almacenamiento de energía (baterías, otras opciones):
 - a. Como fuente de arbitraje de energía.
 - b. Como alternativa GridBooster que permita operar algunos corredores de transmisión eléctrica con una capacidad más cercana al límite térmico, permitiendo una operación segura más allá del criterio N-1 de capacidad de transmisión establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
5. Volantes de inercia y mecanismos de provisión de inercia rotativa al sistema eléctrico.
6. Electrónica de potencia en los sistemas eléctricos y provisión de seguridad digital a la red eléctrica:
 - a. Inversores de las centrales solares fotovoltaicas.
 - b. Inversores de las centrales eólicas.
 - c. Inversores de las baterías.
 - d. FACTS (*Flexible AC Transmission System*).



7.1.4. Electrónica de potencia como tecnología habilitadora para un sistema eléctrico altamente renovable y seguro

Indirectamente, la red eléctrica se ha ido dotando de gran cantidad de equipos de electrónica de potencia. Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas se conectan a la red mediante inversores basados en semiconductores o transistores que permiten, mediante control digital, conectar la energía del sol y del viento, a la red eléctrica. Las baterías tipo BESS también se conectan a la red mediante inversores de electrónica de potencia.

Estos inversores se controlan mediante algoritmos de control digital que podrían hacer operar las centrales renovables y/o baterías de la manera que el operador requiera, pudiendo incluso emular el comportamiento de máquinas rotatorias convencionales, como las centrales a carbón, centrales a gas o centrales hidroeléctricas.

Las tecnologías basadas en electrónica de potencia no son nuevas en Chile, el sector minero ya tuvo una gran transformación tecnológica hace varias décadas, pasando de motores conectados directamente a la red, mediante engranajes mecánicos, a estar actualmente conectados mediante rectificadores e inversores basados en electrónica de potencia, que permite mejorar la eficiencia operacional de los mismos, disminuir las mantenciones e incrementar la vida útil.

Además, el sistema eléctrico posee varios equipos basados en electrónica de potencia, basados principalmente en la necesidad de controlar voltajes en la red.

Actualmente, el sistema eléctrico está dominado por generación sincrónica, es decir, las centrales rotatorias convencionales aún dominan la operación diaria en cuanto a las condiciones de seguridad, no obstante, con un retiro de carbón acelerado y una inserción masiva de energías renovables, se proyecta que, a mediados de la presente década, ya se está operando un sistema eléctrico dominado por inversores.

Se abre una oportunidad real de innovación y de posicionar a Chile como líder de tecnologías basadas en control digital para permitir una mayor inserción renovable que, a su vez, pueda contribuir a la seguridad de la red.



Las transformaciones tecnológicas, en general, plantean dos caminos: intentar hacer frente al futuro con tecnologías probadas o adelantarse al cambio tecnológico e implementar acciones aún no recorridas en el resto del mundo. Ambas opciones tienen oportunidades y riesgos. Dado que se está impulsando un gran cambio en el sector energético, y Chile quiere liderar y acelerar la transición energética, las soluciones de innovación debiesen ser el pilar fundamental de la modernización de la red eléctrica.

El retiro de centrales a carbón y la inserción renovable trae consigo varios desafíos: más infraestructura de transmisión que debe ser planificada con antelación pues su puesta en marcha requiere de varios años, tecnologías que permitan sacar provecho a la transmisión existente, basada en electrónica de potencia y control digital (almacenamiento de corta duración para operar sobre criterio N-1, capacidad dinámica de líneas, etc), operar un sistema con menos inercia y menos nivel de cortocircuito, adaptar el mercado eléctrico de corto plazo para la red del futuro, etc.

La habilitación tecnológica es clave. Se prevé que al año 2026 se comiencen a experimentar las primeras operaciones con niveles de inercia bajo el mínimo convencional, que requerirá de servicios de control rápido de frecuencia y podría habilitar opciones para que la electrónica de potencia tome un rol fundamental. Pero ese camino debe comenzar a recorrerse hoy.

7.1.5. I+D+i en electrónica de potencia

Chile tiene gran y comprobada experiencia en investigación básica y aplicada en electrónica de potencia. Es más, la ingeniería eléctrica y electrónica es el área de investigación con mayor fortaleza en el país (80% superior al promedio mundial), y además tiene la mayor participación de investigadores en el 2% mundial. La academia y centros de investigación están viendo en la modernización de la red eléctrica del futuro, una importante posibilidad de aportar a la innovación energética del país.

Hoy se cuenta con una red eléctrica dominada por generadores convencionales, con alta inercia, recursos de seguridad provistos por grandes centrales, predominancia de fenómenos electromecánicos asociados a máquinas rotatorias, operación clásica del sistema eléctrico y asignación manual de recursos de seguridad y alto nivel de cortocircuito.



La red del futuro estará dominada básicamente por centrales renovables de tipo solar fotovoltaica y eólica, donde el control de frecuencia se basará en control rápido con baja inercia, con provisión de seguridad distribuida en múltiples parques renovables, cuya actuación debe centralizarse. Predominarán los fenómenos electromagnéticos y de conmutación de dispositivos de electrónica de potencia, y serán primordiales los requerimientos de digitalización para un monitoreo y operación automatizada, eficiente y segura de la red eléctrica. Además, se tendrá un menor nivel de cortocircuito en la red, el cual deberá incrementarse en aquellas zonas que así lo requieran, y a su vez se requerirá un reajuste de los sistemas de protección eléctrica en el país, basados principalmente en relés de protección también digitales.

Organismos como el IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) ya se encuentran promoviendo investigación específica para la redes eléctricas altamente dominadas por la electrónica de potencia, en las cuales Chile se prevé será uno de los primeros países que tendrá que recorrer los caminos que hasta ahora no se han transitado, marcando la pauta en términos de innovación tecnológica en energía, tanto desde el desarrollo específico de la tecnología, como de la promoción, habilitación regulatoria y operación conjunta de las mismas .

7.1.6. La posibilidad de innovar a nuestro alcance

El futuro requiere una red eléctrica limpia, en la que dominarán los inversores de electrónica de potencia. El cambio de paradigma respecto a la operación actual del sistema eléctrico debe promoverse desde ya.

Los inversores tienen una amplia capacidad de opciones para operar y proveer seguridad a la red. Es importante establecer y promover pruebas que den cuenta de la factibilidad técnica de provisión de seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional. La digitalización será clave en este desafío.

La habilitación tecnológica es clave. Se prevé que esta década se caracterizará por la implementación de nuevas tecnologías, recorriendo desafíos operacionales inexplorados hasta la fecha. Chile puede ser líder en esta materia; en la implementación tecnológica y en el relacionamiento de un sistema eléctrico que se dotará de nuevas tecnologías.



7.2. Hidrógeno verde en transporte minero

El desafío de transformar a la minería nacional en una industria exportadora de cobre verde pasa fundamentalmente por mejorar sus condiciones energéticas. Esta transformación aplica a toda la cadena de suministro, hasta su consumo final, de modo de pasar desde una composición energética basada en hidrocarburos, hacia una basada en energías renovables. Pero, además, supone un mejor uso de la energía, siendo necesario mejorar considerablemente su eficiencia a lo largo de todo el proceso.

La actual PELP muestra que la demanda energética minera crecerá en el período 2020-2050 en el rango de 20 al 34%, dependiendo del escenario PELP que se considere. Para suplir dicha demanda, se modelan tres factores principales que le darán forma: mejoras en la eficiencia energética en sus procesos productivos, electrificación de equipos y maquinarias e incorporación masiva de hidrógeno verde, principalmente en sus usos motrices, que hoy son en base a Diesel.

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía del año 2019, la demanda total de Diesel por la minería del cobre es de 17.578 TCal, lo que corresponde a un 43% del consumo energético total de parte de la minería del cobre. Este consumo supone 1.920 millones de litros de Diesel al año, siendo los principales demandantes los usos energéticos para el transporte en las faenas mineras, con los camiones CAEX y los cargadores frontales LHD, dos de los mayores consumidores.

De entre las alternativas para disminuir el uso de Diesel en la minería, de modo de mitigar sustancialmente las emisiones de CO₂ eq, se cuenta principalmente con las siguientes: mejorar la eficiencia de combustión (con los límites termodinámicos respectivos) y disminuir los desplazamientos al interior de las minas (lo que en la práctica es inviable dadas las condiciones de envejecimiento de los yacimientos mineros). Otra alternativa es hacer despliegues masivos de tecnologías eléctricas para movilidad, ya sea en base a baterías y/o con catenarias eléctricas. En ambos casos también existen restricciones técnicas a considerar: el aumento considerable del peso y la necesidad de espacio para el caso de incorporar vehículos en base a baterías; y la menor autonomía para llegar a los lugares de extracción en el caso de las catenarias eléctricas. También existe una tercera opción tecnológica, que es la



de incorporar al hidrógeno verde en la cadena de suministro energético para el transporte de carga minera.

Actualmente existen al menos dos áreas de investigación y desarrollo para dar soluciones costo efectivas a la incorporación de hidrógeno en camiones mineros: la combustión dual hidrógeno - Diesel, y la incorporación de celdas de combustible en camiones CAEX y cargadores LHD.

La combustión dual hidrógeno - Diesel tiene como principal ventaja la de aprovechar los mismos motores a combustión interna que se usan hoy, con modificaciones en los sistemas de inyección y en el espacio físico para el almacenamiento del combustible. Esto permite usar la misma infraestructura de fabricación de motores que tienen actualmente los fabricantes, así como su cadena logística asociada. De entre las desventajas, la principal es la poca evidencia de resultados exitosos en condiciones reales de trabajo. De resultados experimentales en condiciones semi controladas, se desprenden los principales desafíos a enfrentar con investigación y desarrollo, destacando los siguientes: relación óptima de hidrógeno-Diesel para diferentes cargas de los motores, tendencia a problemas de knock, formación de NOx y baja densidad de potencia de salida, entre otros.

Los equipos mineros propulsados por celdas de hidrógeno tienen la ventaja principal de desplazar todo el consumo de Diesel, funcionando completamente con hidrógeno, emitiendo vapor de agua al ambiente. De entre las desventajas, la principal es la que tiene relación con los costos de los equipos impulsados con esta tecnología, así como también las dificultades en el proceso de transición, desde equipos Diesel a celdas de combustible, ya que, hasta hoy, no es posible el reacondicionamiento de camiones que permita el cambio tecnológico gradual. De entre los desafíos particulares que están en proceso de investigación y desarrollo, se encuentran acciones relacionadas a análisis de vibraciones dada la alta carga y en condiciones extremas de trabajo de las celdas de hidrógeno de los camiones CAEX usados en minería a rajo abierto y de cargadores frontales LHD usados en minería subterránea. Otros desafíos están relacionados con los estándares de seguridad requeridos en las faenas mineras; y de logística para el acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno verde con la calidad de pureza necesaria para usarlo en las celdas de hidrógeno.

En el caso de Chile, hoy existen dos consorcios tecnológicos investigando y desarrollando soluciones para la incorporación de hidrógeno en transporte de



carga minero. Uno, liderado por la empresa Alset, se enfoca en el reacondicionamiento de camiones CAEX de alto tonelaje para funcionar de manera dual Diesel-hidrógeno, con expectativas de desplazamiento de Diesel superior a 60%. Paralelamente, un consorcio liderado por la Universidad Federico Santa María desarrolla soluciones para adaptar equipos LHD, desde propulsión Diesel, a una basada en celdas de hidrógeno. Ambos consorcios, cofinanciados con recursos públicos, se encuentran en plena etapa de pruebas de prototipos, ya próximos a realizar pruebas piloto en condiciones reales de trabajo en faenas mineras.

Proyecciones de la PELP refuerzan la relevancia de incorporar hidrógeno verde en la minería. La utilización final energética de hidrógeno verde, según el escenario que se considere, tiene una participación entre un 7% a un 24% en la matriz energética nacional al 2050, siendo los usos motrices en minería uno de los componentes más importantes de esa demanda, representando una participación entre un 24% y un 33% de la demanda final de hidrógeno para consumo nacional, siendo sólo superada por el transporte de carga en ruta, que participaría en promedio con un 59% del consumo nacional de hidrógeno en el país.

7.3. Otras tecnologías en análisis

- Energía eólica off-shore.
- Nuevas tecnologías de centrales hidroeléctricas de pasada.
- Almacenamiento de aire líquido (LAES).





PELP

**PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA
DE LARGO PLAZO**

División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales
Ministerio de Energía



pelp@minenergia.cl
pelp.minenergia.cl

Agosto 2021