



PELPL

The title "PELPL" is rendered in large, bold, white letters. The letter 'E' is a darker shade of blue. The letters are surrounded by various white line-art icons: a sun, a wind turbine, a battery, a house, solar panels, a car, and trees. A network of white lines connects these icons and the letters, suggesting a complex energy system.

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando juntos el futuro energético de Chile

INFORME FINAL

11 de diciembre de 2024

Índice

Capítulo 1	5
Institucionalidad sólida y enfoque de Estado	
Capítulo 2	16
Democratizando la planificación energética	
Capítulo 3	30
Nuevos escenarios energéticos	
Capítulo 4	52
Proyectando los requerimientos de energía en el país	
Capítulo 5	91
El futuro de la red eléctrica	
Capítulo 6	150
Polos para un desarrollo sustentable	
Capítulo 7	164
Tecnologías al servicio de la sociedad	

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
Diciembre, 2024



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

Alex Santander – Carlos Toro – Pamela Muñoz – Andrea Varas – Dina Guajardo – Roberto González – Romina Echaiz

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 – Elías Valenzuela – Francisco Domenech – Ignacio Cuevas – Ignacio Cuevas

Proyecciones y tecnologías en el sector eléctrico

Matías Paredes – Francisco Domenech – Carlos Toro – Ángel Caviedes – Carlos Mancilla – Alex Santander – Carlos Suazo – Felipe Verástegui – Lucas Maulén (Apoyo PUC) – Elías Valenzuela

Potenciales de energías renovables

Monserrat García – Hernán Sepúlveda – Diego Valdivia – Camila Vásquez

Polos de desarrollo y análisis territorial

Luis González – Edith Gutiérrez – Lida Gutiérrez – Claudia Rodríguez

Tecnologías y plataforma web

Carlos Toro – Angel Caviedes – Francisco Domenech

Este documento corresponde al Informe Definitivo 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.

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 recambio de calefactores en zonas saturadas.
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 que fortalezcan la red eléctrica, a través de tecnología como baterías de corta y larga duración, dispositivos flexibles FACTS, uso de capacidad dinámica de líneas DLR, condensadores síncronos y convertidores *grid forming*, siendo una mezcla de ellos la mejor forma de implementación.
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 que considere los efectos del cambio climático, relevando el rol del gas natural como combustible de transición, y el de los combustibles sintéticos limpios.
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

La Planificación Energética de Largo Plazo (o también conocida como PELP, por su sigla), 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 Final 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 cuentan las regiones en materia de energía.

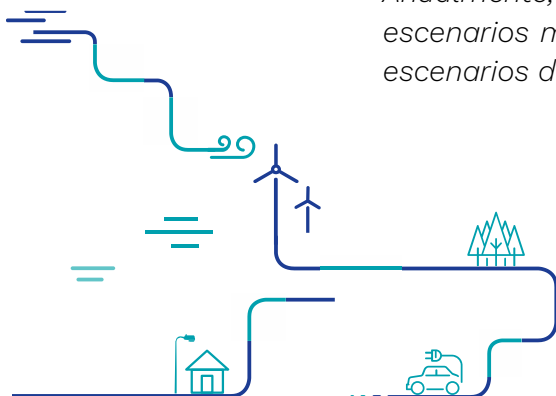
Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86°.



Infografía
“Qué es la PELP”
PELP 2023-2027



Ley General de
Servicios Eléctricos



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 identificó y definió provincias del país como polos de desarrollo de generación eléctrica, a los cuales se les aplicó 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:

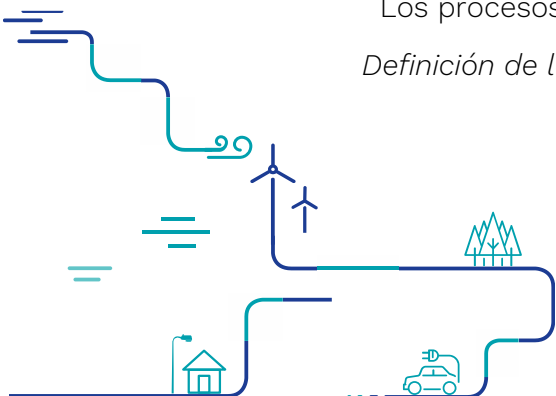
“Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando 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 16 de enero de 2024, mediante la Resolución Exenta N°9/2024 se puso término al proceso de Evaluación Ambiental Estratégica aplicada a los potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica ubicados en las provincias de Antofagasta y Tocopilla, región de Antofagasta, ambos identificados en el informe preliminar de la planificación energética de largo plazo, periodo 2023-2027.

1.2 Visión, proyección e infraestructura

Los procesos quinquenales de la PELP tienen tres grandes entregables:

Definición de los escenarios energéticos de largo plazo.



Se han definido tres escenarios energéticos futuros a partir de un proceso de planificación prospectiva y de largo plazo, de manera conjunta y participativa.

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.

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

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.

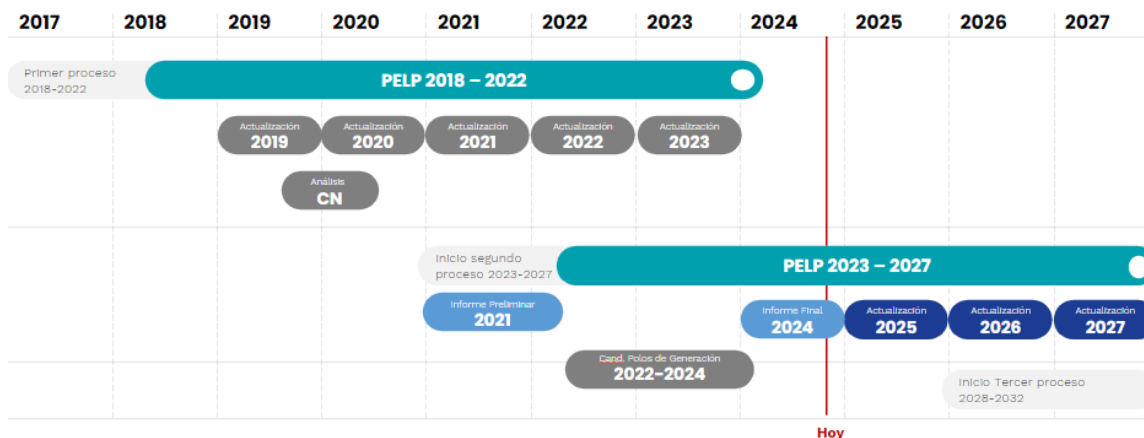
La continuidad de este proceso permite ir dotándolo de sustanciales mejoras a lo largo del tiempo. Tal como lo indica la Ley General de Servicios Eléctricos, el próximo proceso quinquenal PELP 2028-2032 se debería iniciar a más tardar a fines del año 2025.



Informe Plan Carbono
Neutralidad en Energía
PELP

Figura 1. Evolución histórica y proyectada del proceso PELP.





Fuente: Ministerio de Energía.

1.4 Planificando la transición energética

El proceso de planificación energética tiene una importancia fundamental en la proyección energética del país, ya que permite entre otras cosas:

Definir distintos caminos posibles para el desarrollo del sector.

Proyectar el futuro del consumo y la oferta energética requerida por la sociedad. Identificar la posible existencia de territorios propicios para el desarrollo de proyectos de energías renovables que permitan un futuro energético sustentable.

Entregar información relevante para la toma de decisiones de política pública y regulación.

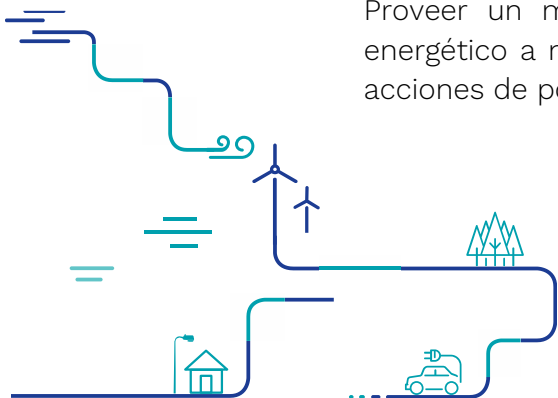
Orientar, por mandato legal, el desarrollo de la transmisión eléctrica del país.

Evaluar las oportunidades de integración energética con otros países.

Identificar las oportunidades de innovación y adopción tecnológica requeridas para un desarrollo sostenible.

Incluir participación ciudadana amplia y efectiva, que permite construir conjuntamente la proyección energética del país y legitimar la mirada de largo plazo en materia energética.

Proveer 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

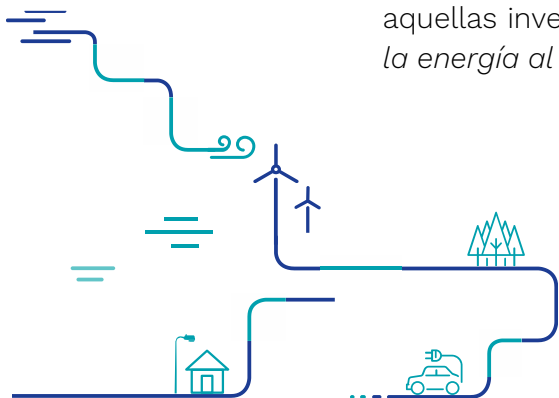
Las proyecciones de demanda y oferta energética para cada uno de los escenarios energéticos de largo plazo orientan y afectan de manera directa la expansión de los sistemas de transmisión del país.

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 tiene su inicio en proyectar las necesidades de energía de la sociedad, en los distintos sectores: residencial, comercial, público, transporte, industria y minería. Una vez identificados los consumos históricos y actuales, tomando como base el Balance Nacional de Energía (BNE) que realiza anualmente el Ministerio de Energía, éstos se proyectan en el largo plazo. Finalmente, para poder abastecer dichas necesidades en los distintos sectores: electricidad, combustibles, entre otros, se identifica la oferta energética requerida.

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 por 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.

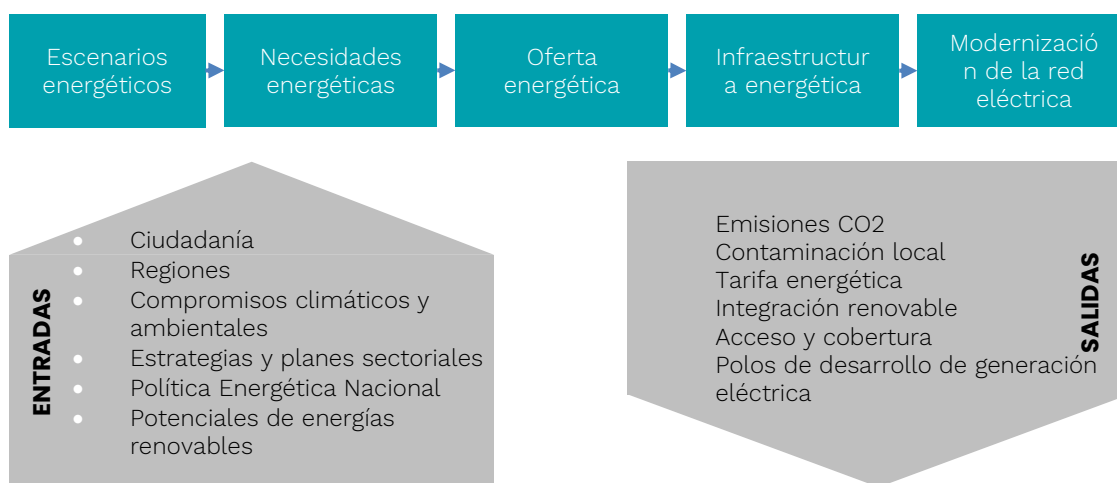
Escenarios energéticos

Toda planificación de largo plazo comienza con una visión, una ruta posible y 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.

Figura 2. Insumos considerados para la construcción de los nuevos escenarios energéticos.



Fuente: Ministerio de Energía.

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.

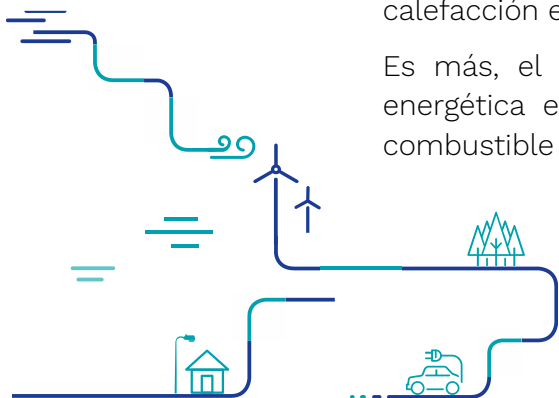
En términos prácticos, la necesidad energética guarda relación con los usos de energía que serán requeridos por los distintos sectores de la sociedad; por ejemplo, en consumos residenciales guarda relación con necesidades tales como calefacción, cocina y refrigeración, lavado y secado de ropa, artefactos electrónicos, etc.; para el transporte la necesidad de movilizar y/o transportar personas o carga; para industria y minería, priman necesidades térmicas ligadas a procesos industriales o de transporte de material extraído en la faena; entre muchos otros.

Oferta energética

Una vez identificada la demanda energética que será requerida por la sociedad, el trabajo de planificación energética consistirá en identificar y proyectar los requerimientos de energía necesarios para abastecer dicha demanda; esto es, la oferta energética requerida para ello, identificando de este modo, las opciones necesarias 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 para producir electricidad 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.

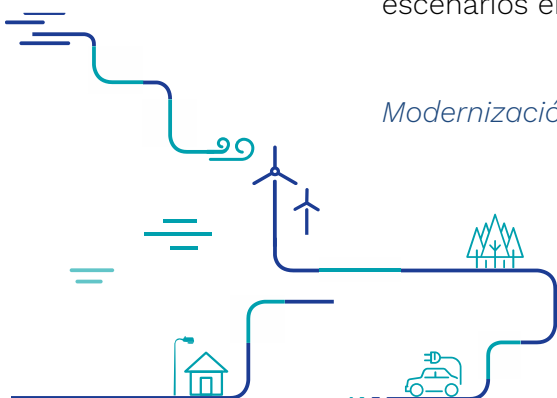
Actualmente, la electricidad sólo contribuye con una fracción de la oferta energética, cercana al 26% del total; no obstante, las proyecciones muestran que la energía eléctrica superará el 40% en el año 2050, de la mano del crecimiento de la demanda eléctrica, los nuevos consumos que se irán electrificando, 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 identificar la oferta energética idónea para abastecer las futuras necesidades energéticas de la sociedad, la planificación energética considera todos los usos energéticos proyectados 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 identificadas las necesidades de energía de la sociedad y su respectiva provisión, a través de la planificación energética se pueden proponer alternativas para la infraestructura necesaria que permita dar soporte a dicha demanda, de manera tal de contribuir desde el desarrollo del sector energético al desarrollo sustentable del país. Para esto, la PELP permite proyectar la ubicación propicia e indicativa de los futuros proyectos de generación eléctrica en el territorio, y por otra parte, permite proyectar la infraestructura para la transmisión eléctrica a partir de dichos proyectos. Así, a partir de la PELP (que incluye también una proporción de hidrógeno verde conectada a la red) se puede definir la infraestructura eléctrica requerida para cada uno de los escenarios energéticos propuestos.

Modernización de la red eléctrica



El proceso de planificación energética permite realizar un análisis de las distintas alternativas tecnológicas que permiten alcanzar el futuro energético proyectado para cada uno de los escenarios. Además de las diferentes opciones tecnológicas de generación de electricidad, se analizan alternativas de inversión que permiten hacer un mejor uso de la infraestructura existente, mediante la optimización y refuerzo de instalaciones, así como de expansión de obras requeridas.

Del mismo modo, se analizan alternativas tecnológicas que permitan migrar desde 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- ser 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 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.



Figura 3. Integración entre participantes en el proceso de la PELP.



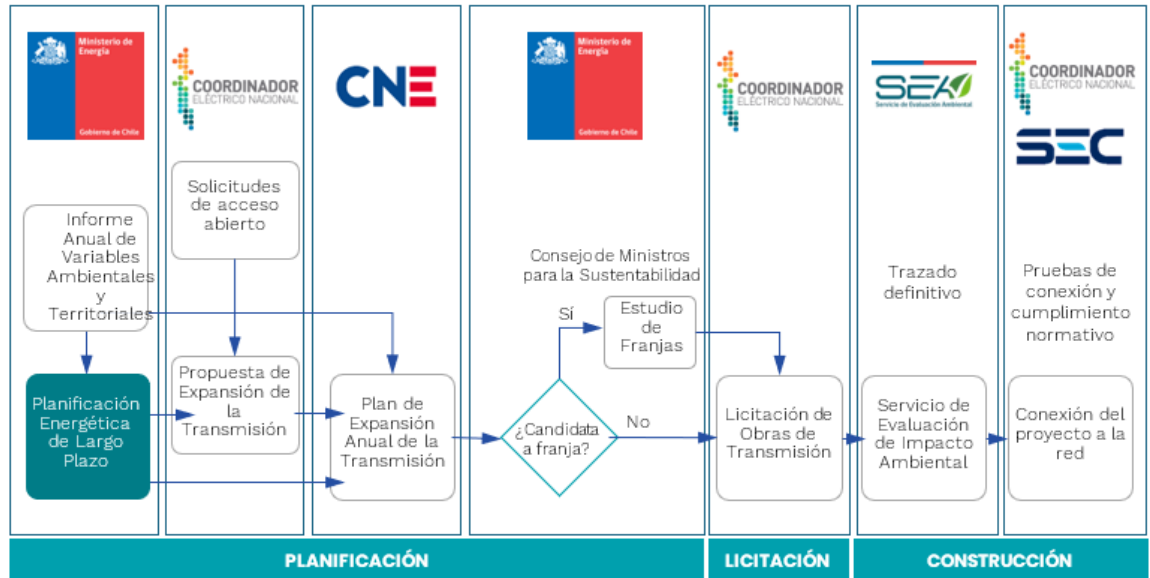
Fuente: Ministerio de Energía.

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 delinean los refuerzos, ampliaciones y nueva infraestructura de la red eléctrica. El siguiente diagrama presenta las fases del proceso actual de la planificación energética, además de las diversas instituciones públicas y privadas involucradas, fomentando una coordinación permanente entre las mismas, lo que se ha afianzado en el proceso PELP 2023-2027.



Figura 4. Fases del proceso actual de la planificación energética e instituciones involucradas.



Fuente: Ministerio de Energía.

La transmisión eléctrica es fundamental para habilitar las metas ambientales y climáticas que se han establecido como país. La construcción de una mirada de largo plazo de forma participativa permite dotar al proceso de expansión de la transmisión de un insumo fundamental que permite planificar las obras de expansión que deben realizarse en el corto plazo, de manera tal que sean coherentes con una visión de mediano y de 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 será necesaria en el futuro.

Del proceso de planificación energética emanan una serie de importantes decisiones, siendo las más relevantes de ellas, aquellas inversiones a nivel nacional en materia de generación y transmisión eléctrica. Estas decisiones nos afectan como sociedad en distintos ámbitos y de diferentes formas, por lo que se hace necesario abrir un espacio de reflexión 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 posibilitará 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 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 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.

Participación ciudadana



Registro de
Participación Ciudadana
PELP 2023-2027

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.



Infografía
"Participantes PELP"
PELP 2023-2027

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 y de diversos sectores. Con este objetivo, se realizó una especial y amplia difusión que permitió incorporar a actores del sector público, privado, academia y sociedad civil. Así, 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 del total de personas participantes, un 60% proviene de la Región Metropolitana y un 40% proviene del resto de las regiones del país, entre las que se destaca Valparaíso con un 7%, luego Biobío y Tarapacá con un 5% cada una.



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, bio-energéticos, 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:



Figura 5. Grupo Técnico de Acompañamiento PELP 2023 - 2027.



Paridad
de género



Diversidad
de temas



Foco en
Sustentabilidad



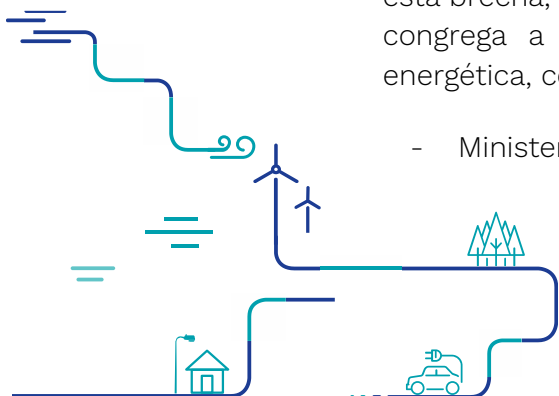
El aporte del Grupo Técnico de Acompañamiento se operativiza formando subgrupos de trabajo en torno a los siguientes temas de interés:

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

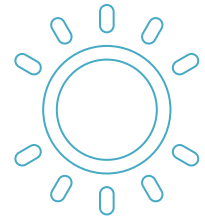
Coordinación pública

Una de las principales brechas detectadas en el sector público, es la coordinación efectiva entre instituciones del Estado. Con el objetivo de superar esta brecha, 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



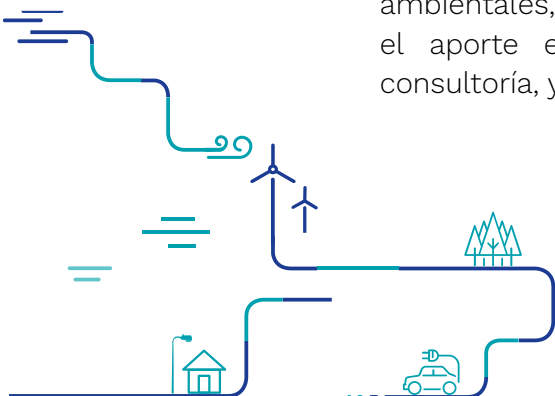
Figura 6. Organismos sectoriales para coordinación pública PELP 2023 - 2027.



Fuente: Ministerio de Energía.

2.2 Proceso de construcción colectivo -participativo

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.

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:

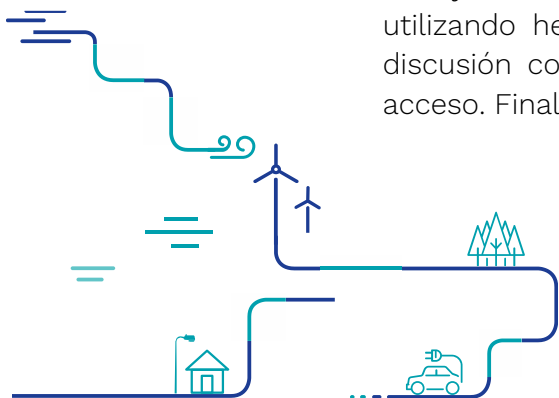
- **Audiencia Pública 1:** Se presentan los aspectos generales del proceso de planificación energética. Participan más de 450 personas conectadas simultáneamente.
- **Primer bloque de talleres:** Compuesto por 4 talleres consecutivos. Se trabaja con el objetivo de construir una propuesta de escenarios 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 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.
- **Audiencia pública Final:** Presentación de los resultados de los escenarios energéticos con los parámetros técnicos, económicos, ambientales y sociales actualizados, junto a los resultados que incluyen los candidatos a polos de desarrollo generación de eléctrica en las provincias de Antofagasta y Tocopilla.

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 horas en Chile Continental) y otra en la tarde (17:30 a 19:30 horas 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. Se compone, en términos generales, de una primera sección de tipo expositiva, donde se dan a conocer los principales antecedentes a considerar en las discusiones. La segunda sección consiste en 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 sección tipo plenaria, en la cual se comparten



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.

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.

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 se realizan con periodicidad aproximada de tres semanas en modalidad virtual, 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 e Innovación 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 son llevadas y presentadas 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.



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 página web de la PELP. Ésta 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.



Plataforma web
**Planificación
Energética de 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, PELP 2023-2027 e informes anuales de actualización de antecedentes.

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.

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

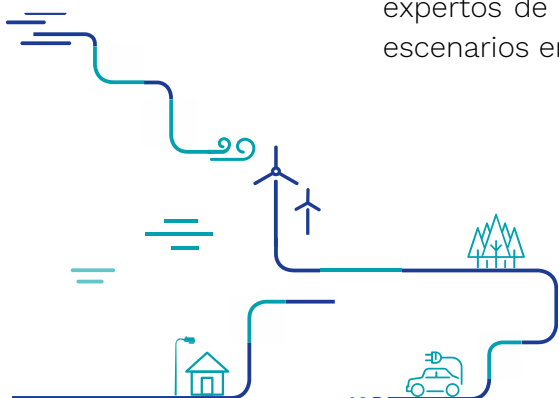


contexto económico una transición energética del uso de la leña, fundándose en la contaminación que afecta a nuestras ciudades y que provoca importantes efectos nocivos en la salud de las personas.

Proyección de los requerimientos de energía

Para cada uno de esos futuros energéticos de largo plazo, mencionados en el párrafo anterior, se construyeron proyecciones de demanda energética, consistentes básicamente en la cuantificación de las necesidades energéticas, (medidas en términos de cantidad o volumen), requeridas para el desarrollo y normal funcionamiento de las actividades económicas del país, así como de la población. Para ello se cuenta con herramientas tecnológicas que permiten la modelación de la economía nacional, en donde se representan los sectores, tales como minería del cobre, la industria del papel y celulosa, la actividad de transporte terrestre de pasajeros y carga, modelándose hasta el sector residencial de norte a sur del país. En la sección 4 del presente informe, se presentará un mayor detalle de las herramientas de modelación que posee el Ministerio de Energía. Cada sector económico se desarrolla durante el periodo de proyección en función de la visión y relato detrás de cada escenario energético, desarrollo que necesariamente requerirá de un suministro continuo de energía a lo largo del periodo. Por ejemplo, para el sector de la minería del cobre, en cada escenario se asume un nivel producción mineral esperado, consistente con el crecimiento económico y la visión tecnológica del país de dicho escenario energético, y dicho nivel de producción requiere, como es de esperar, de volúmenes de energía para el funcionamiento de los distintos procesos de la cadena de valor de la minería, los que son cuantificados por la herramienta de modelación.

Estas proyecciones energéticas se levantaron considerando una serie de supuestos y parámetros, contruidos en base a las opinión, experiencias y preferencias de los actores que participaron en los talleres. Actores y *stakeholders* provenientes de todos los sectores de la sociedad: academia, sociedad civil, funcionarios de otras instituciones públicas, ciudadanía, y expertos de las distintas disciplinas asociadas al proceso de construcción de escenarios energéticos).



Proyección de los requerimientos del sistema eléctrico

Una vez proyectados los requerimientos de energía por parte de la demanda, se tendrá en particular los requerimientos eléctricos del país, con lo cual se podrá proyectar el parque de generación que será necesario para poder atender dichos requerimientos. 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.

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 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) datos y 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.

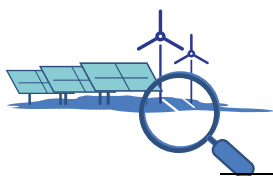


A través de la construcción de escenarios energéticos se busca acotar el rango de posibilidades futuras, entendiendo la incertidumbre que representan las próximas décadas, y tomando en cuenta los compromisos y metas, principalmente en los ámbitos energético y climático (ambos ampliamente vinculados)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

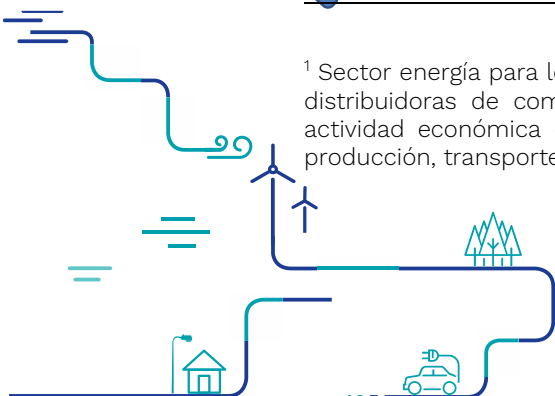
En el marco del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, los escenarios energéticos tienen el objetivo particular de guiar la expansión de la transmisión eléctrica, no obstante, también permiten:



- 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.



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.



- Desarrollar análisis y estudios adicionales, tanto por parte del Ministerio de Energía, como por otras instituciones, tanto públicas como privadas.

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:



Figura 7. Ronda de talleres para la construcción de escenarios energéticos



Fuente: Ministerio de Energía.

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**)

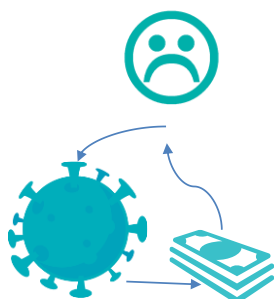
Recuperación Lenta Post COVID

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.

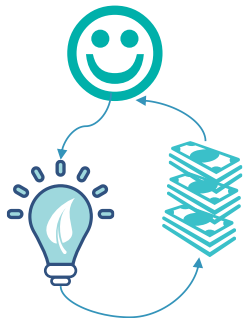
Por otro lado, la adopción de nuevas tecnologías permite alcanzar mayores niveles de penetración de electromovilidad y de medidas de eficiencia en los sectores productivos lo que, de la mano del desarrollo de la industria del hidrógeno verde, posibilitan alcanzar la Carbono Neutralidad en 2050.





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 redundará 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.

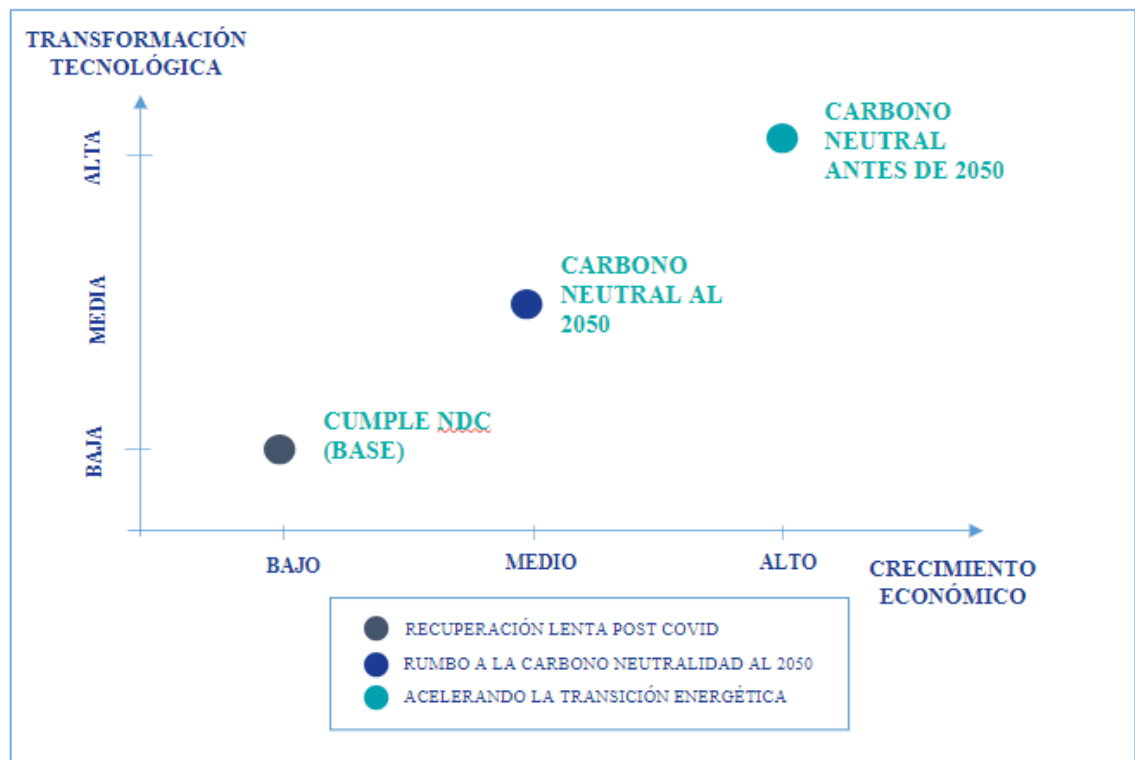




CARBONO NEGATIVIDAD 2050

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 al crecimiento económico del país: un mayor crecimiento económico propicia una transformación tecnológica fuerte en el país, y viceversa.

Figura 8. Aspectos generales de los escenarios proyectados PELP 2023 - 2027.



Fuente: Ministerio de Energía.



Es importante mencionar que el objetivo de los escenarios es representar los posibles futuros, y que finalmente la realidad del año 2050 esté contenida entre estos tres relatos.

3.3 Factores considerados

Se denominan como “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:

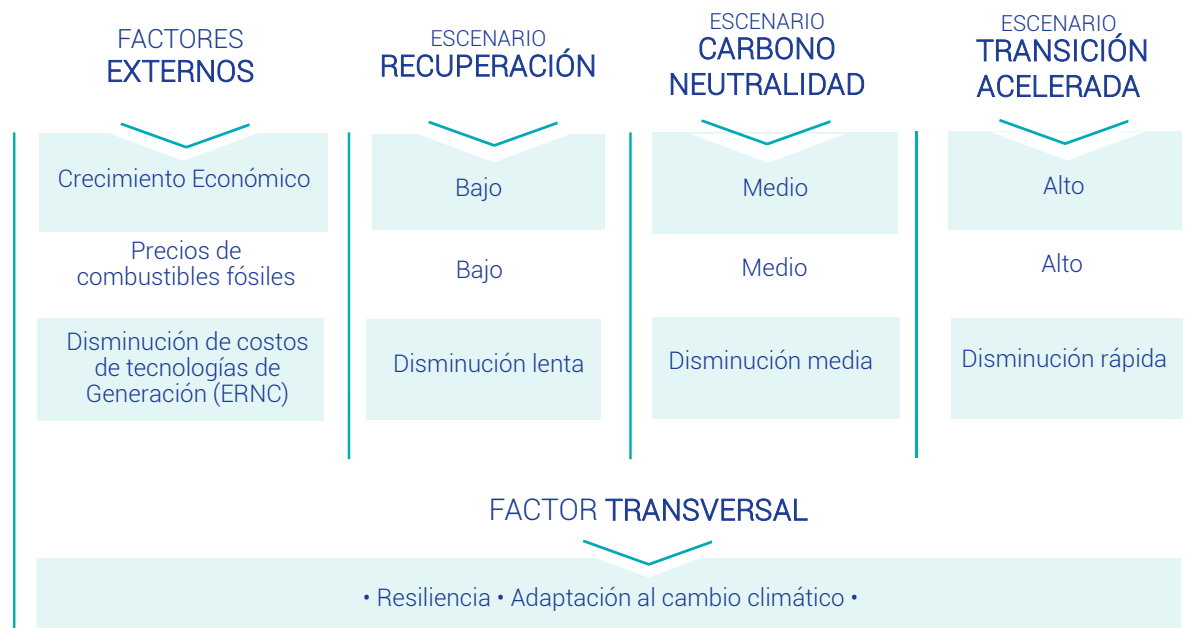
1. Factores Externos
2. Factores Modificables.



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.

Figura 9. Factores externos PELP 2023 - 2027.



Fuente: Ministerio de Energía.

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.

Figura 10. Factores modificables PELP 2023 - 2027.



Fuente: Ministerio de Energía.

A continuación, se presenta en detalle cada uno de los factores modificables para los tres escenarios proyectados que han sido considerados en el proceso de actualización de la PELP 2023 – 2027.

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, debido al consumo ineficiente de leña, es una problemática prioritaria que se considera en todos los escenarios. Es así como se establece como base que 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.

Figura 11. Factores modificables PELP 2023 – 2027: Emisiones locales y globales.

		ESCENARIO RECUPERACIÓN	ESCENARIO CARBONO NEUTRALIDAD	ESCENARIO TRANSICIÓN ACELERADA
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)

Fuente: Ministerio de Energía.



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 y del amoniaco verde, el desarrollo de aplicaciones de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), y la incorporación masiva de almacenamiento en las redes eléctricas, y otras que fortalezcan la confiabilidad de una red altamente renovable. 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.



Figura 12. Factores modificables PELP 2023 – 2027: Nuevas tecnologías.

	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

Fuente: Ministerio de Energía.

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 y amoníaco verde en Chile, para lo cual se plantea la oportunidad de que esta industria se desarrolle centralizadamente (3 o 4 zonas o polos de producción), en función de las economías de escala que necesita un mercado de exportación, y/o de forma más descentralizada, de acuerdo con la distribución territorial para satisfacer la demanda local.



OPERACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

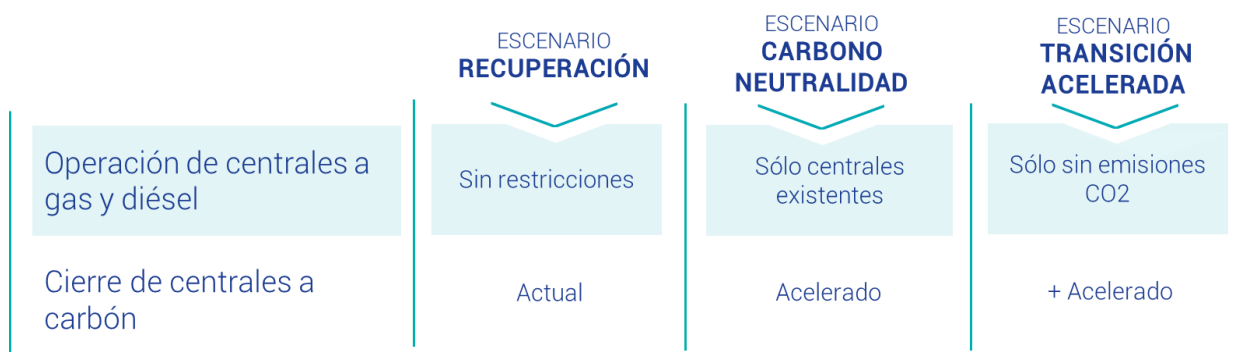
- Cierre de centrales a carbón
- Sustitución de gas y diésel

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.

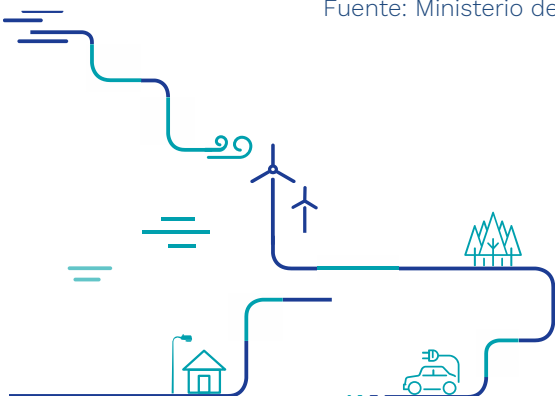
El cierre de las centrales a carbón se asume como un proceso que se puede acelerar en función de las condiciones económicas del país y la consecuente habilitación de nuevas tecnologías que permitan su reemplazo en el sistema eléctrico.

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.

Figura 13. Factores modificables PELP 2023 – 2027: Operación de la red eléctrica.



Fuente: Ministerio de Energía.



INTEGRACIÓN INTERNACIONAL

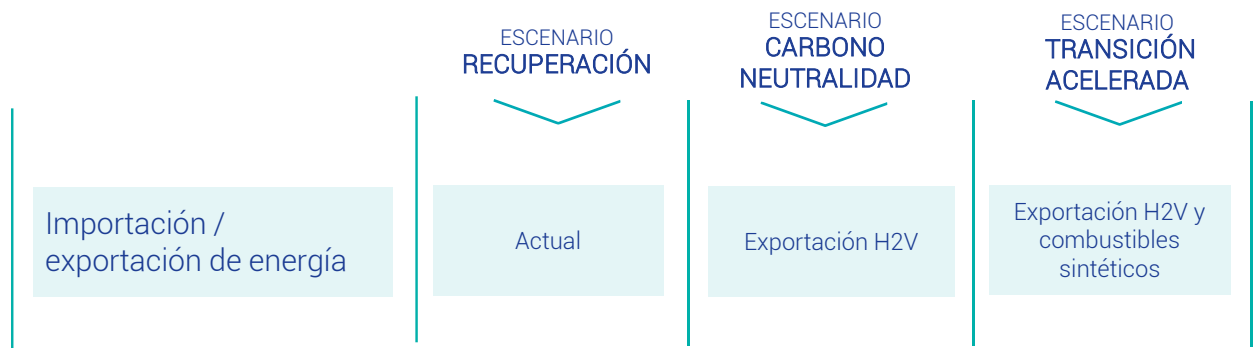
- Importación / exportación de energía

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 y del amoniaco 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 es una tarea basal para el Ministerio de Energía, y fomenta a nivel político y estratégico. En este caso la Planificación lo revisa como un espacio de oportunidad y aporte de seguridad al sistema futura.

Figura 14. Factores modificables PELP 2023 – 2027: Integración internacional.



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

Fuente: Ministerio de Energía.

USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA



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

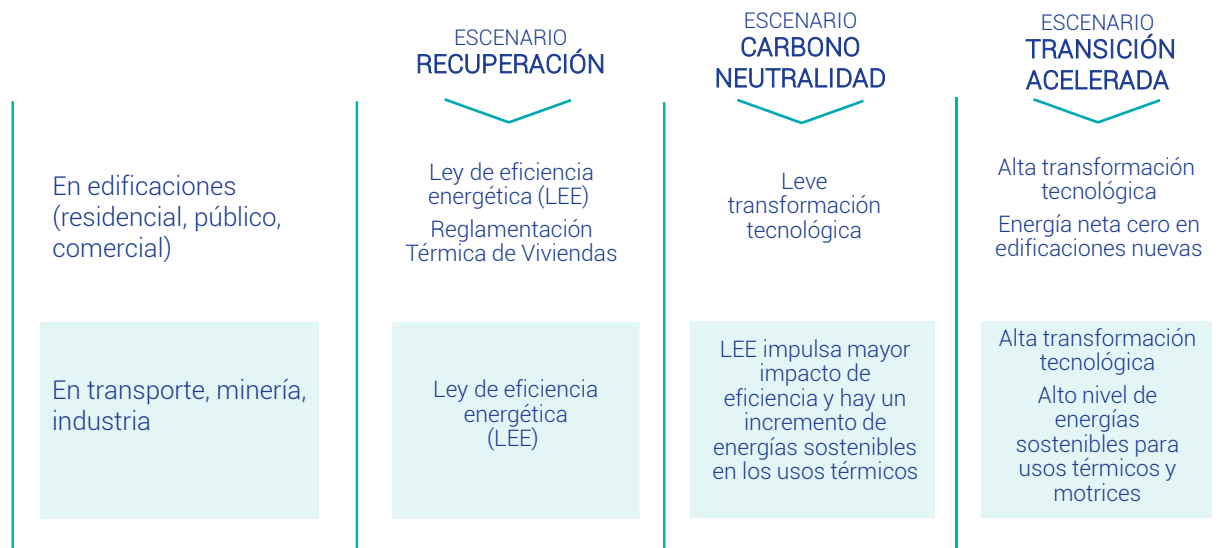
Se refiere al establecimiento del uso eficiente de la energía, como condición necesaria hacia el logro de un desarrollo sustentable.

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.



Figura 15. Factores modificables PELP 2023 – 2027: Uso eficiente de la energía.



Fuente: Ministerio de Energía.

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.

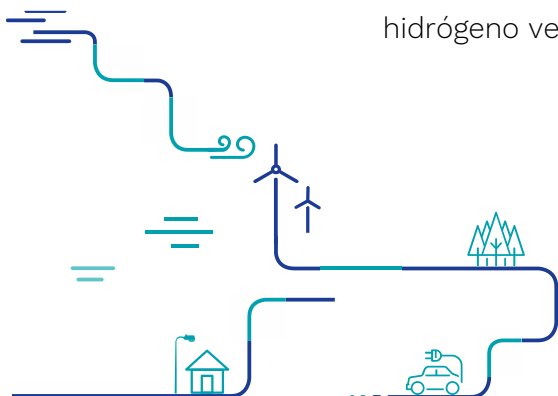







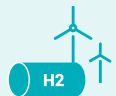






Figura 16. Definición de escenarios según sectores de la economía en la PELP 2023 – 2027.

	ESCENARIO RECUPERACIÓN	ESCENARIO CARBONO NEUTRALIDAD	ESCENARIO TRANSICIÓN ACELERADA
Generación eléctrica			
Transporte (terrestre, marítimo y aviación)			
Industria y minería			
Comercial, público y residencial			

Fuente: Ministerio de Energía.

Finalmente, la siguiente tabla contiene el detalle, tanto para los factores externos como los factores modificables, a partir de los respectivos subfactores, para los tres escenarios modelados.



Figura 8 . Resumen de factores por escenario energético PELP 2023 – 2027.

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	Acelerado	+Acelerado
Integración internacional	Importación/exportación de energía		Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos

Fuente: Ministerio de Energía.

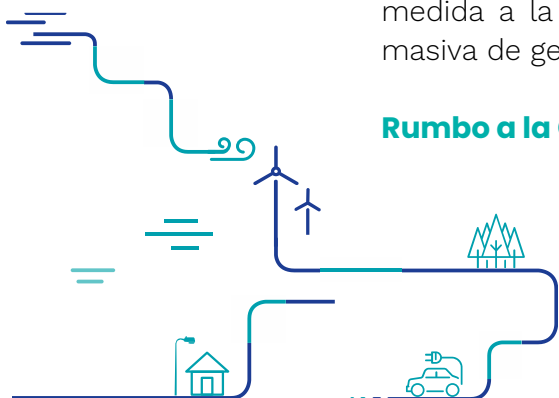
A continuación, se presenta el detalle de las bajadas por sector económico:

• 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 reducen significativamente sus externalidades ambientales, a la vez que la generación a carbón acelera su salida de operación, dada la aplicación de nuevas normativas de emisiones. 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, una mayor penetración de tecnologías de almacenamiento y una salida acelerada del carbón de la matriz eléctrica, permiten alcanzar adelantadamente la carbono-neutralidad. 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

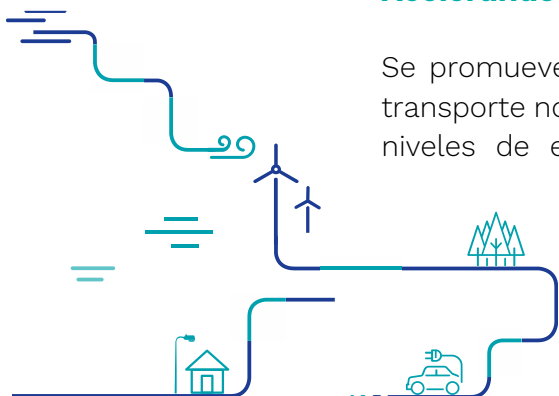
Crecimiento moderado del parque de vehículos eléctricos e híbridos, conducente a las metas establecidas según la actual Estrategia de Electromovilidad, influenciado por las condiciones económicas del país y con los consumidores aún muy conscientes del costo de estas tecnologías.

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. 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

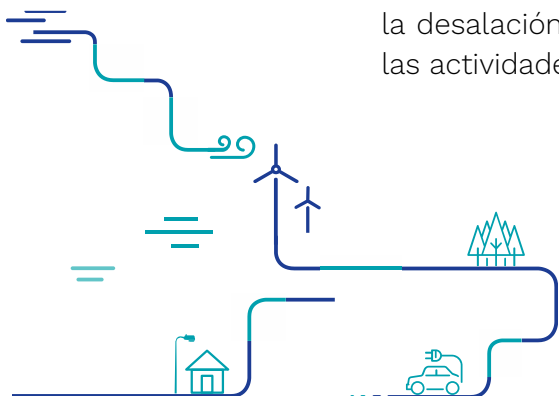
Los sectores de industria y minería sostendrán una evolución de carácter tendencial, en un proceso gradual de incorporación de soluciones tecnológicas y medidas de eficiencia energética impulsadas de manera efectiva por la Ley de Eficiencia Energética.

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 el 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 aislamiento térmico 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 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.



El sector energético

4. **Proyectando los requerimientos de energía en el país**

Con el fin de dar cumplimiento de 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

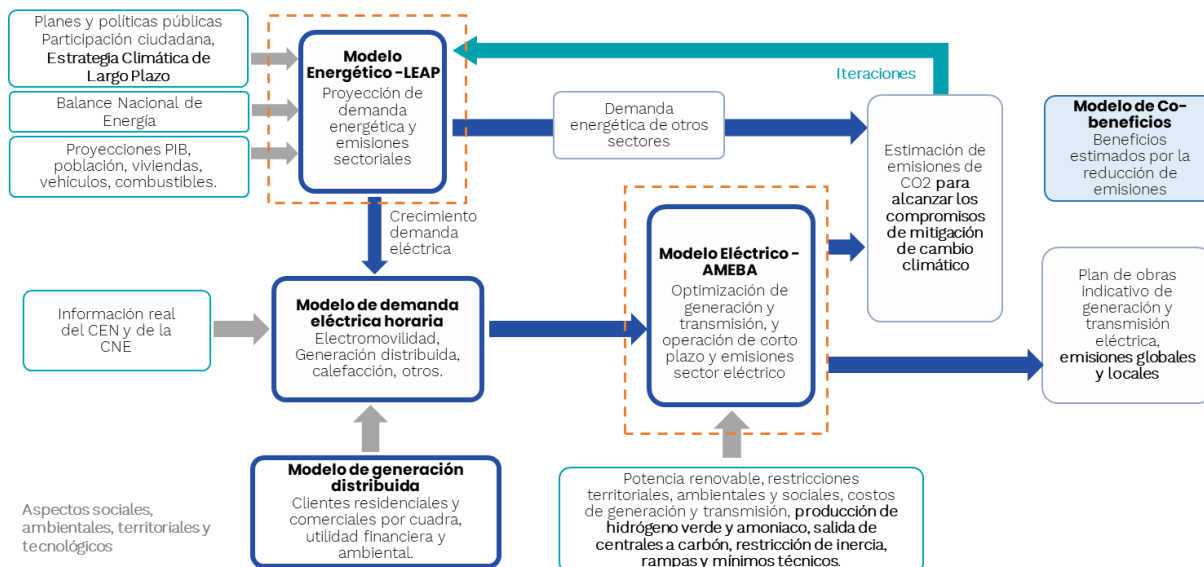
La construcción de los escenarios energéticos de largo plazo considera principalmente la operación de tres herramientas de simulación: un modelo de proyección de demanda energética, basado en la plataforma LEAP, un modelo de optimización de inversiones del sistema eléctrico, basado en la plataforma AMEBA, y un modelo de recursos distribuidos, basado en interacciones de agentes.

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.

Los tres modelos utilizados se relacionan entre sí y con otras fuentes de información conforme al esquema presentado a continuación:

² <https://www.energycommunity.org/>

Figura 8. Relación metodológica de los modelos de proyección PELP 2023 – 2027.



Fuente: Ministerio de Energía.

Modelo de proyección de demanda energética

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

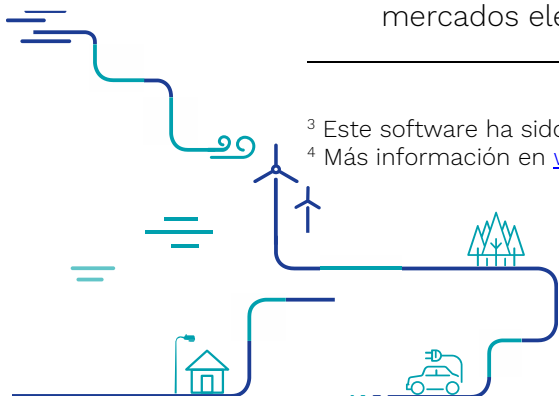
Modelo de optimización del sistema eléctrico

Las simulaciones que determinan los equilibrios de largo plazo entre generación, transmisión y demanda 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

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

⁴ Más información en www.ameba.cloud



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 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 de transmisión descritos a lo largo del presente informe, fueron determinados a través del modelo de optimización de inversiones. 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, inercia, 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.

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 de esta tecnología, se basa en una decisión multidimensional que considera: el periodo de payback de la inversión, el ingreso económico del sector (resolución por manzanas), influencia de comunicación entre los agentes y beneficios medioambientales, los cuales se balancean a través de pesos o ponderadores ajustados con los datos históricos disponibles. Las trayectorias de proyectos que resultan de este modelo son restadas de la demanda eléctrica base, en cada barra considerada en el modelo Ameba, y para cada escenario.

Modelo de demanda eléctrica horaria

Este modelo se basa en un análisis de la venta horaria de electricidad del año base, donde a través de la metodología de clústeres de tipo K-Means, se logra identificar una aproximación de los tipos de clientes y sus respectivos perfiles de consumo. Posteriormente se reconstruye la demanda eléctrica por barra sumando la energía de cada cliente identificado, y se ajusta con los valores de energía reales. Con la identificación del tipo de cliente por barra, se puede diferenciar sus consumos a nivel horario, y por tipo (basal, climatización y electromovilidad) que, sumado a la producción de generación distribuida, se transforman en los perfiles de demanda eléctrica hasta el 2060.

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 (sin considerar la producción de hidrógeno y amoníaco). Una vez obtenida la demanda final de electricidad para todo el periodo de



análisis, es procesado dentro de los perfiles horarios de consumo eléctrico (consumo base, vehículos eléctricos, climatización), descontando la generación distribuida, y posteriormente incorporado como una demanda horaria por barra, al modelo que optimiza la planificación eléctrica.

4.2 Factores externos

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.

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 la CASEN, SEC, COCHILCO, entre otros. En el caso de niveles de actividad (o “drivers”) estos definen directa- o indirectamente- el requerimiento de energía de los distintos sectores.

Tabla 1. Niveles de actividad considerados para cada actividad económica.

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.

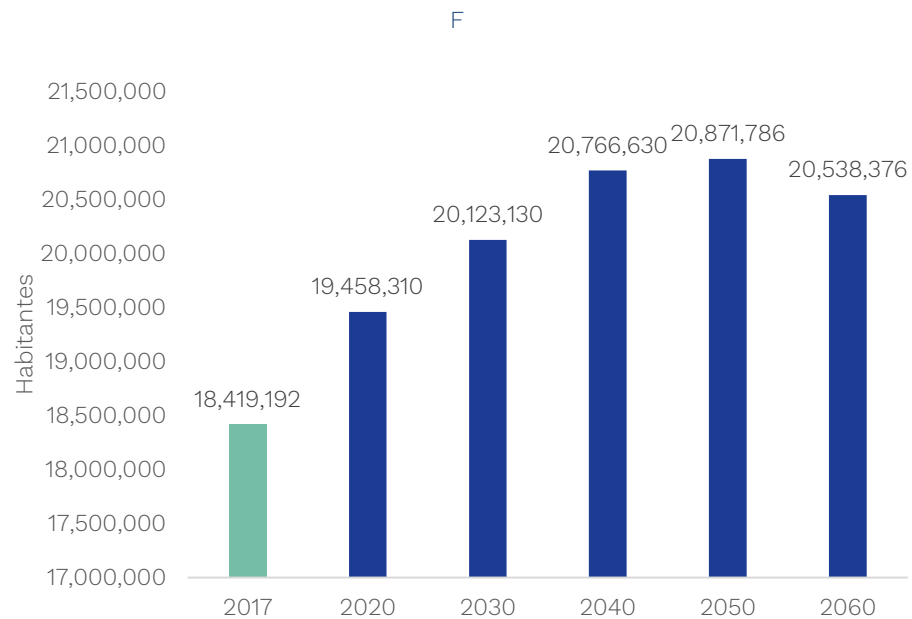


Actividad Económica	Niveles de actividad consideradas
Cemento	Producción de cemento y clinker [t]
Azúcar	Producción de remolacha [t]
Pesca	Extracción y cultivo [t]
Petroquímica	Producción de metanol y etileno

Fuente: Banco Central (2024).

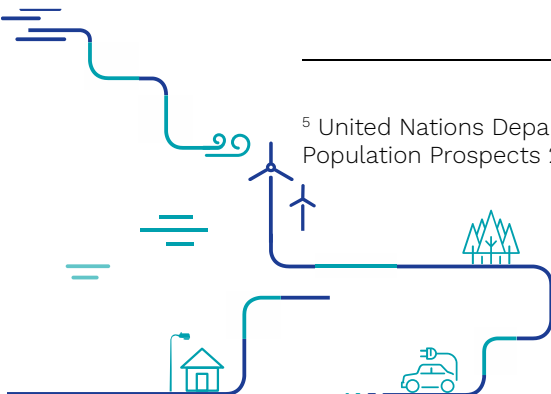
El crecimiento de la población es uno de los principales determinantes de la evolución de las proyecciones energéticas. Entre el año 2017-2060, se presenta una tasa de crecimiento poblacional interanual promedio de 0,25%.

Figura 8. Proyección de la población en el territorio nacional.



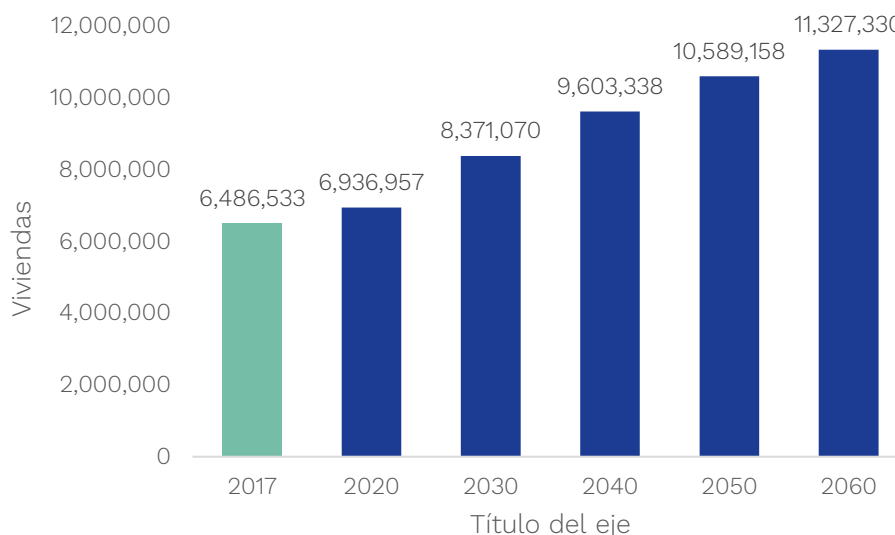
Fuente: Naciones Unidas (2022)⁵.

⁵ United Nations Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2022). World Population Prospects 2022. Se utilizó el escenario medio.



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.

Figura 8. Proyección de viviendas 2017 – 2050.



Fuente: Ministerio de Energía en base a proyecciones de población y densidad.

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



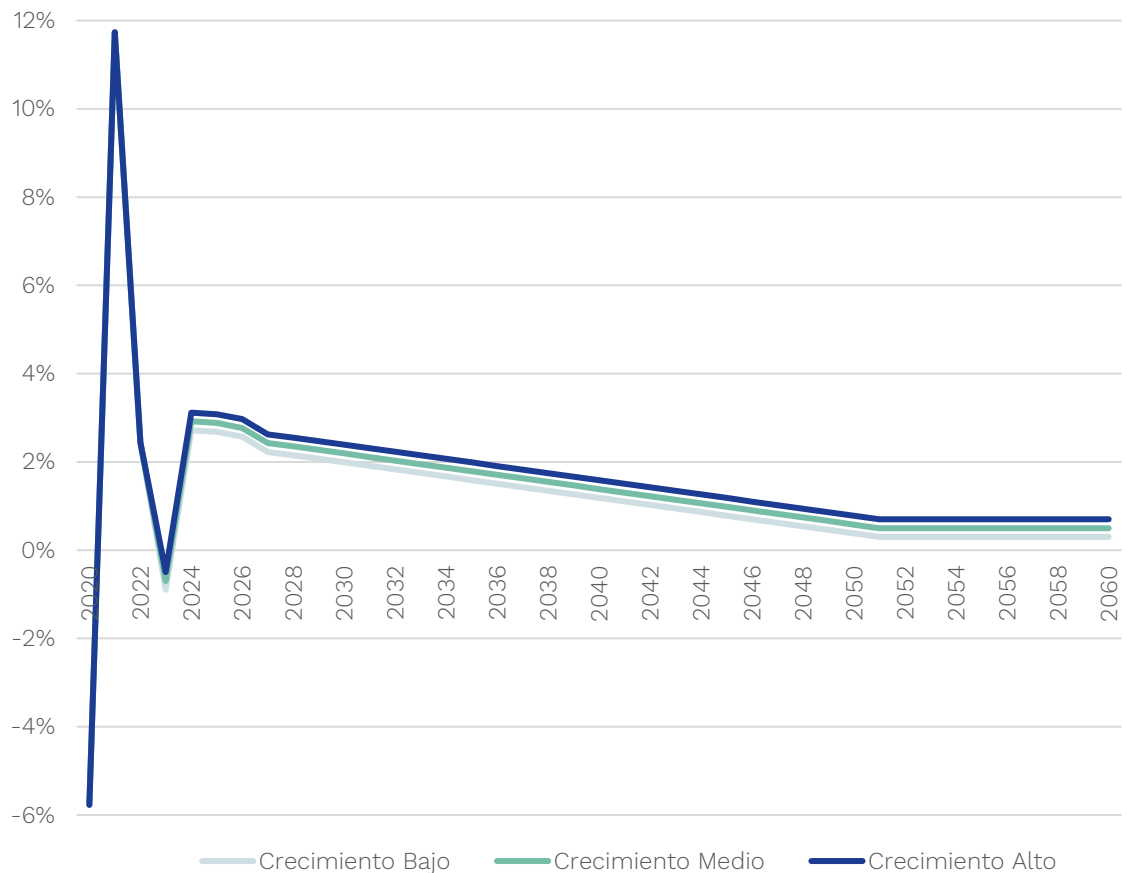
capital y trabajo (que se compone, a su vez, del empleo y capital humano), y de la productividad. Esto queda definido por la siguiente formulación:

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

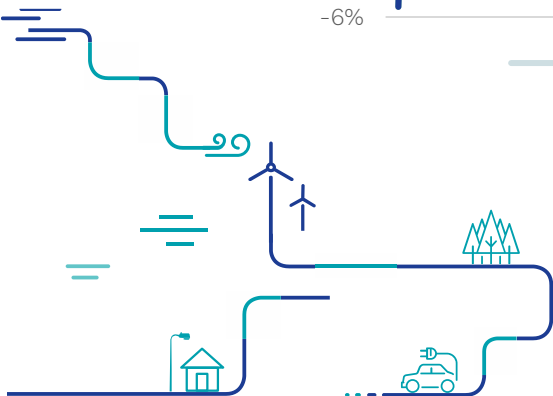
Donde el término Y denota el PIB, K el capital, A la productividad, h el capital humano y L el empleo. El parámetro α , en tanto, representa la participación del capital en el nivel de producción (PIB) y, en consecuencia, $1 - \alpha$ corresponde a la participación del trabajo en la producción.

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

Figura 8. Proyección de la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) al 2060.



Fuente: Ministerio de Hacienda.



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

Tabla. Tasas de variación anual promedio del Producto Interno Bruto (PIB) por período y escenario PELP.

Escenario	2021-30	2031-40	2041-50	2051-2060
Bajo	3,0%	1,5%	0,7%	0,3%
Medio	3,1%	1,7%	0,9%	0,5%
Alto	3,3%	1,9%	1,1%	0,7%

Fuente: Ministerio de Energía.

4.3 Balance Nacional de Energía

El Balance Nacional de Energía es un informe estadístico anual fundamental del Ministerio de Energía, que busca recopilar todas las transacciones de energía ocurridas en el país dentro de un año calendario con el fin de caracterizar la producción, venta, y consumo energético nacional. En él se contabilizan todos los tipos de energía, tanto primarios (petróleo crudo, gas natural, carbón, etc.) como secundarios (gasolinas, diésel, gas licuado, etc.) para todos los sectores económicos del país (industria, minería, transporte, comercio, hogares, etc.). La última edición disponible del Balance Nacional de Energía corresponde a la información energética correspondiente al año 2022



El Balance Nacional de Energía se divide en tres grandes partes que representan el flujo de la energía de su provisión hasta su consumo:

- 1) Suministro de fuentes primarias de energía,
- 2) Centros de transformación energética, y finalmente
- 3) Usos finales;

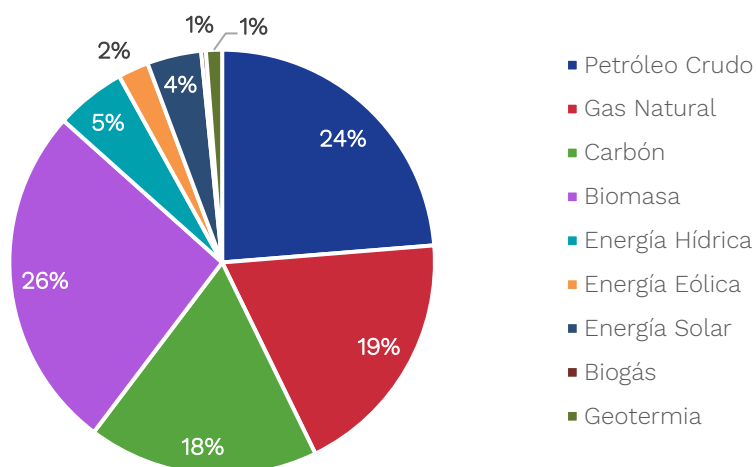
dichas partes corresponden a la matriz primaria de producción energética, la producción de derivados de petróleo, electricidad y otros combustibles menores, y los consumos finales de energía en cada sector económico, respectivamente.



Matriz energética primaria

En el año 2022, la matriz energética primaria en Chile fue de 327.753 Tera calorías (Tcal), en la cual los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) representaron 60% del total, destacándose además la participación de 26% 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.

Figura 17. Matriz energética primaria año 2022.



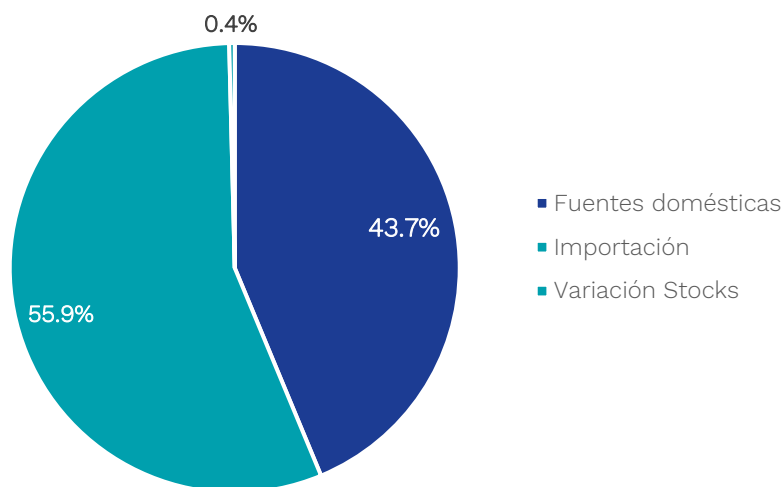
Fuente: 18Ministerio de Energía.

Fuentes de la matriz energética primaria

El 55,9% de nuestra oferta primaria se obtiene de fuentes domésticas, destacando los energéticos biomasa, energía hídrica, energía Eólica y energía Solar. A su vez, un 43,7% de la oferta primaria proviene de importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón⁶, y un 0,4% corresponde a variación de existencias. Durante el 2022 no se registraron exportaciones de energía.

⁶ Estos tres energéticos también se producen localmente, pero en una menor medida. El 98,5%, 80,9% y 99,8% de la oferta primaria de los energéticos petróleo crudo, gas natural y carbón tiene como origen las importaciones.

Figura 19. Fuentes de la matriz energética primaria año 2022.



Fuente: 20Ministerio de Energía.

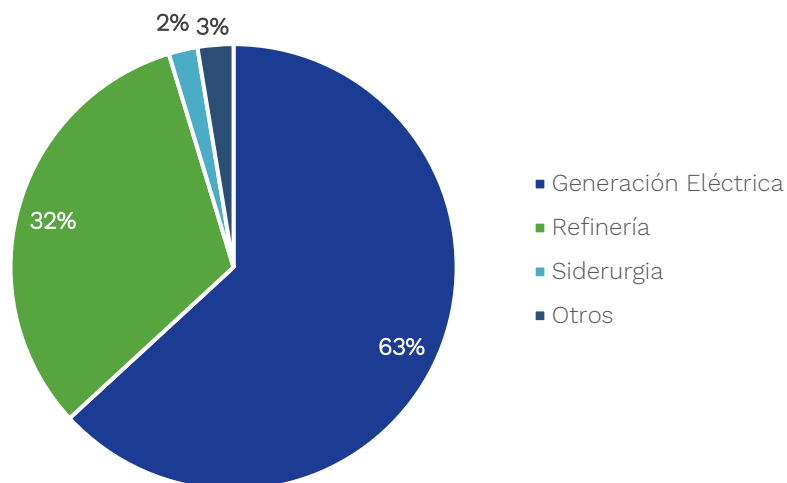
Consumo en centros de transformación

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 refinería, 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 2022 los centros de transformación procesaron 278.885 Tcal, cifra 4% menor a la energía consumida el 2021 para tales fines. La generación eléctrica constituye el principal centro de transformación con una representación de 63%, seguida por la refinería de petróleo con 32%.



Figura 21. Matriz de consumo en centros de transformación año 2022.



Fuente: 22Ministerio de Energía.

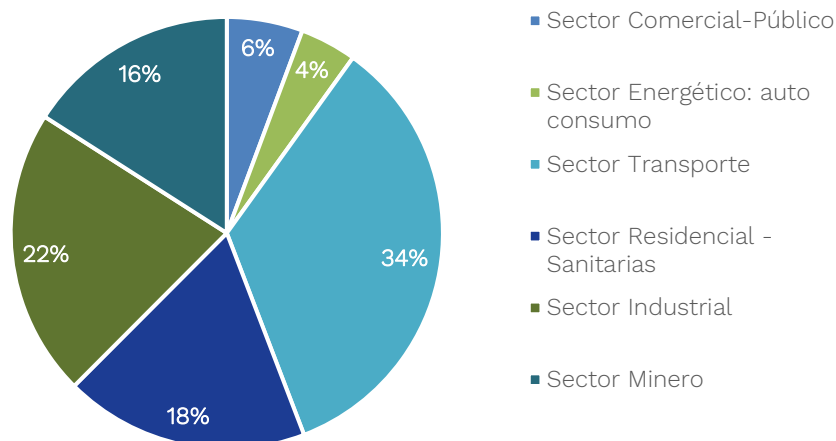
Consumo final de energía

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 2022 fue de 327.696 Tcal, un 7% más que en el 2021, donde se alcanzaron las 306.059 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 y minería consumen la gran parte de la energía en Chile, sumando ambos el 72% del total.



Figura 123. Consumo final de energía por sector 2022.



Fuente: 24Ministerio de Energía.

4.4 Medidas por sectores de la economía

La construcción de escenarios energéticos de manera participativa se realizó en base a la definición de factores, o elementos que representan una característica importante en la conformación del escenario; definiéndose así ‘factores externos’ y ‘factores modificables’ (tal como se explica en la sección 3.3 del presente documento), los que fueron agrupados de acuerdo con sus distintos ámbitos o impactos, y siguen distintas tendencias de acuerdo con el escenario en el cual se sitúan. Se obtuvieron y desarrollaron tres factores externos (crecimiento económico, población y costos de generación eléctrica) y más de 20 factores modificables, incluidos y modelados en la herramienta de proyección energética LEAP. Esto se realiza a través de la incorporación de más de 50 medidas y acciones concernientes a política pública, adopción tecnológica, objetivos técnicos, entre otras, que a su vez generan variados impactos sobre la demanda energética, emisiones globales (esto es, de gases de efecto invernadero) y locales (de material particulado, entre otros). En otras palabras, los factores son agrupados según distintas tendencias para cada escenario, en línea con el relato que representan⁷, y luego cada uno de estos

⁷ En la sección 3.2 se presenta la descripción general de los escenarios energéticos



factores es caracterizado en la herramienta LEAP, a través de diversas medidas y acciones. Cabe mencionar que la construcción de los escenarios considera una extensa revisión de la coherencia y consistencia de las medidas en la modelación, tanto a nivel técnico como a nivel de consistencia del escenario, ya que la coexistencia de acciones y medidas que afectan una misma categoría de demanda energética pudiesen resultar, por ejemplo, en 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).

Industria y minería

En el sector industria y minería las medidas de mitigación y acciones tienen como base la Ley de Eficiencia Energética en cuanto a los sistemas de gestión de energía (SGE), y también considera otras iniciativas de política pública del Ministerio de Energía tales como la Estrategia Nacional de Hidrógeno (2020)⁸, que dio origen a su vez al Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 (2024), y la Estrategia Nacional de Frío y Calor (2021)⁹.

Existen grandes transformaciones tecnológicas en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad y Acelerando la Transición, específicamente en cuanto al uso de hidrógeno verde en usos motrices, alcanzando hasta un 92% de participación en la minería no cobre al 2050. A su vez, los tres escenarios consideran altos niveles de electrificación del sector industria y minería.

⁸ Consultar en https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

⁹ Consultar en <https://caloryfrio.minenergia.cl/>

Tabla 1: Especificación de medidas modeladas en sector industria y minería.

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	
Energías renovables en procesos térmicos		13% participación de energía solar en uso térmico de papel y celulosa, industrias varias, cemento, azúcar, siderurgia, minas varias al 2050. Al 2060, se alcanza una participación de un 19,8%.		
Hidrógeno verde	Procesos térmicos		Hasta un 9% participación en industrias varias al 2050 y 12,4% al 2060	Hasta un 15% participación en industrias varias al 2050 y 29,7% al 2060
	Usos Motrices	Industria	n/a	10% participación al 2050
		Minería Cobre		Alcanza participación de un 44,3% en 2035 en mina Rajo y un 10,4% en 2040 en mina Subterránea
		Minería no Cobre		Reemplazo de diésel alcanza un 92,47% en 2050
Electrificación	Usos Motrices	Industria	n/a	Reemplazo de diésel por electricidad alcanza un 61% en sector Industrias Varias
		Minería Cobre	n/a	Alcanza un 55,7% en 2035 en mina Rajo. En subterránea se mantiene constante (solo hay reemplazo de diésel por H2V).
		Minería no Cobre	n/a	Reemplazo de diésel por electricidad alcanza un 70% (del saldo no reemplazado por H2V) al 2060
	Usos Térmicos	Industria	n/a	Electricidad en Usos Térmicos de la Industria alcanza un 42,2% en 2060
		Minería Cobre	En proceso de fundición alcanza una participación de 65% al 2060	En proceso de fundición alcanza una participación de 85% al 2060
		Minería No Cobre	Electricidad en Usos Térmicos de la Minería No Cobre alcanza un 28% en 2050	

Fuente: 25Ministerio de Energía.



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.

Tabla . Especificación de medidas modeladas en sector comercial y público.

MEDIDA	RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Eficiencia energética en luminarias públicas	Se reemplazan 8.000 luminarias al año		Se reemplazan 18.000 luminarias 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 10 hospitales al año.
Electrificación de la calefacción en centros comerciales	n/a	100% uso electricidad para calefacción al 2050	
Electrificación usos motrices en sector comercial	40% participación en usos motrices al 2060	60% participación en usos motrices al 2060	80% participación en usos motrices al 2060

Fuente: 26Ministerio de Energía.



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 Zero¹⁰ 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 Urbanismo¹¹, la Estrategia Climática de Largo Plazo del Ministerio de Medio Ambiente¹², y la actualización de la Política Energética Nacional del Ministerio de Energía¹³.

Destaca la inclusión de un importante esfuerzo en la electrificación de los consumos energéticos de calefacción en el largo plazo, a desarrollarse en todos los escenarios, en línea con la evolución de políticas tales como el Programa Recambia tú Calor¹⁴ y apalancado por las mejoras en la envolvente térmica del parque de viviendas a nivel nacional.

Tabla . Especificación de medidas modeladas en sector residencial.¹⁵

¹⁰ 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.

¹¹ <https://participacionciudadana.minvu.gob.cl/consultas-ciudadanas-virtuales/consulta-p%C3%BAblica-estrategia-nacional-de-huella-de-carbono-en-la>

¹² <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>

¹³ <https://energia.gob.cl/energia2050>

¹⁴ <https://www.recambiatu calor.cl/>

¹⁵ Los porcentajes de participación (%) han sido aproximados en torno al 5%.



MEDIDA		RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria		A partir del 2023 cada año se incorporan 8.000 sistemas solares térmicos	A partir del 2023 cada año se incorporan 12.000 sistemas solares térmicos	A partir del 2023 cada año se incorporan 20.000 sistemas solares térmicos
Estándares mínimos para refrigeradores		Se alcanza una eficiencia de un 85% al 2060, partiendo desde el 70% el 2022		
Envolvente térmica de viviendas	Reglamentación térmica (RT)	Se comienza RT1 el 2023. No aplica RT2 y RT3 (actualizaciones y mejoras).	Se comienza RT1 el 2023 y RT2 el 2031. No aplica RT3. Nueva RT en 2022.	
	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: 10.000 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	Desde el 2023, 1.000 viviendas son calificadas cada año	Desde el 2023, 2.000 viviendas son calificadas cada año	Desde el 2023, 4.000 viviendas son calificadas cada año
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
Electrificación de consumos	Calefacción	50% de viviendas con calefacción eléctrica al 2060	70% de viviendas con calefacción eléctrica al 2060	
	Cocción	20% de viviendas con cocción eléctrica al 2050	25% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.	55% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.
	Agua Caliente Sanitaria	20% de viviendas con cocción eléctrica al 2050	25% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.	55% de casas y 60% departamentos con cocción eléctrica al 2050.

Fuente: 27Ministerio de Energía.



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 Electromovilidad¹⁶. Dicha estrategia fue actualizada el año 2023, estableciéndose ambiciosas metas, tales como la comercialización de vehículos livianos y medianos cero emisiones al 2035. Existen otros instrumentos que han establecido hitos y metas más ambiciosas, como el trabajo de carbono neutralidad del año 2019¹⁷, 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 nuevos¹⁸.

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.

¹⁶ <https://energia.gob.cl/electromovilidad/orientaciones-de-politicas-publicas>

¹⁷ <https://energia.gob.cl/pelp/cambio-climatico-y-calidad-del-aire>

¹⁸ <https://energia.gob.cl/ley-y-plan-de-eficiencia-energetica>



Tabla . Especificación de medidas modeladas en sector transporte.¹⁹

MEDIDA		RECUPERACIÓN POST COVID	RUMBO CARBONO NEUTRALIDAD	ACELERANDO TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Electromovilidad	Transporte público urbano	100% buses eléctricos al 2035 en la Región Metropolitana y al 2040 en otras regiones		
	Taxis	100% parque eléctrico al 2046	100% parque eléctrico al 2038	
	Vehículos livianos	40% participación vehículos eléctricos al 2050	60% participación vehículos eléctricos al 2050	80% participación vehículos eléctricos al 2050
	Vehículos Medianos	75% participación vehículos eléctricos al 2050		
	Transformación de vehículos livianos a VEs	No aplica	Alcanzar una tasa anual de conversión de vehículos livianos de un 15% al 2035 (comenzando el 2023)	Alcanzar una tasa anual de conversión de vehículos livianos de un 20% al 2035 (comenzando el 2023)
Estándares de rendimiento energético	Vehículos livianos	Rendimiento energético de gasolina y diésel aumenta a tasa de 1% anual, alcanzando 16,7 km/l y 23,7 km/l al 2060 respectivamente.		
	Vehículos medianos	Rendimiento energético de gasolina y diésel aumenta a tasa de 1% anual, alcanzando 16,6 km/l y 23,5 km/l al 2060 respectivamente.		
	Vehículos pesados (tractocamiones)	A partir del 2025 mejora el rendimiento de tractocamiones, alcanzando un aumento de un 40% en el rendimiento al 2050		
Hidrógeno verde	Vehículos pesados (tractocamiones)	50% del parque al 2050	85% del parque es propulsado a hidrógeno al 2050 100% ventas cero y baja emisión al 2045	
Infraestructura de Bicicleta		n/a	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 5% del transporte urbano	Aumento lineal de participación del modo bicicleta hasta alcanzar un 10% del transporte urbano

Fuente: 28Ministerio de Energía.



¹⁹ Los porcentajes de participación (%) han sido aproximados en torno al 5%.

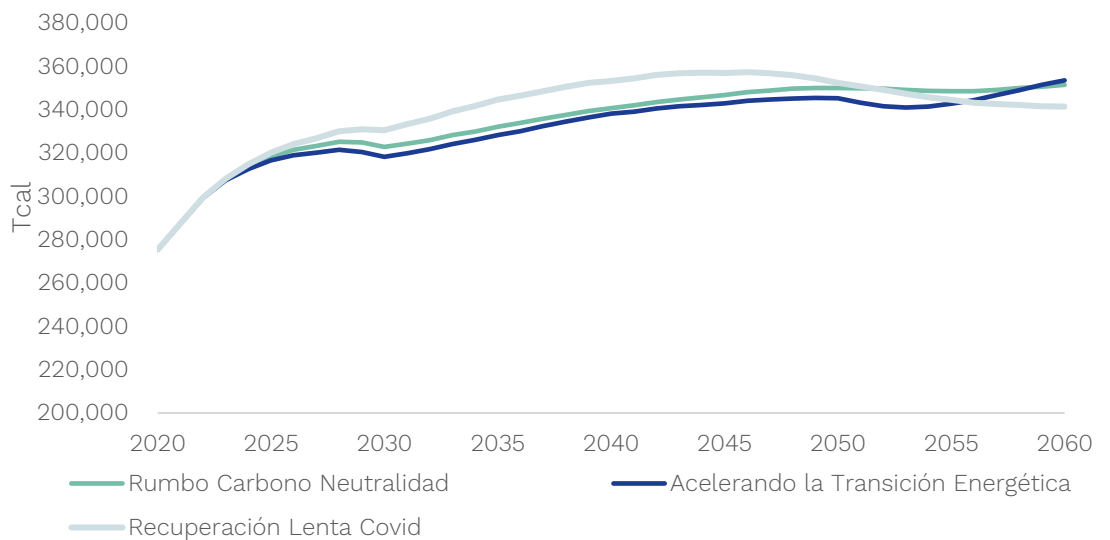
4.5 Proyecciones energéticas

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.

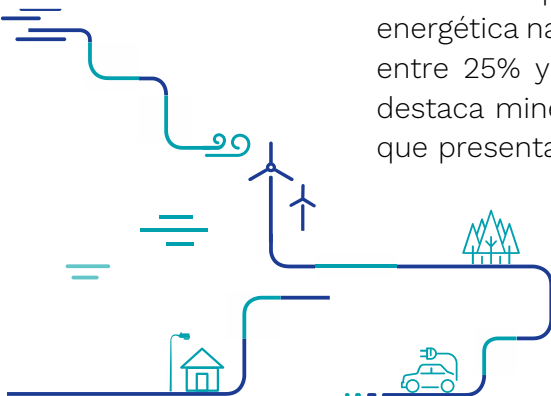
Como se presentó en una sección anterior, ambas variables presentan un crecimiento en el periodo comprendido entre los años 2020 y 2060. Es por ello por lo que se espera un crecimiento significativo en la demanda energética de todos los escenarios energéticos de largo plazo construidos: entre un 24% y 28% respecto al año 2020, dependiendo del escenario energético.

Figura 29. Demanda energética proyectada al año 2060 según escenario.



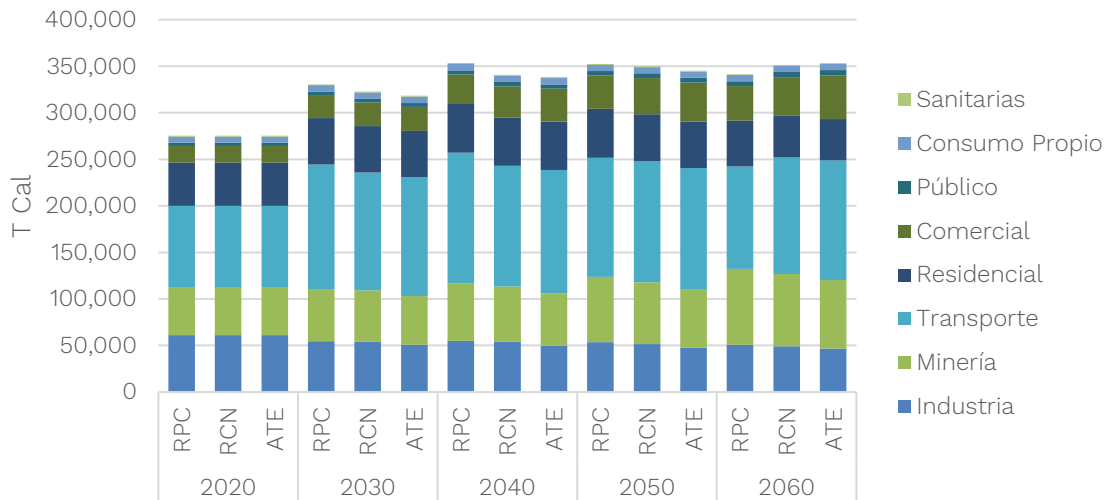
Fuente: 30Ministerio de Energía

El crecimiento es explicado por la evolución de la demanda energética del sector transporte, que representa en la actualidad más del 37% de la demanda energética nacional, y que presenta tasas de crecimiento al año 2060 que varían entre 25% y 46% según el escenario energético respecto al 2020. También destaca minería, que da cuenta del 19% de la demanda energética nacional, y que presenta tasas de crecimiento del 45% al 60% al 2060 según el escenario



energético respecto al 2020.

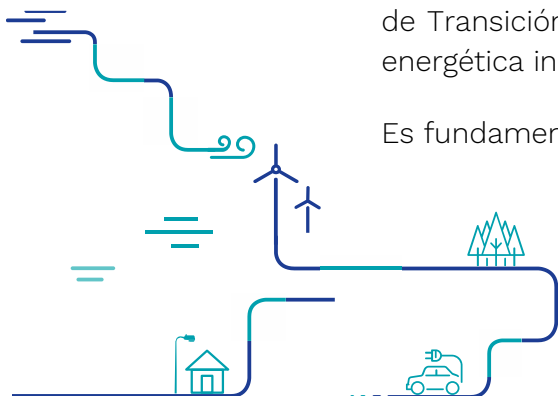
Figura 31. Demanda energética proyectada al año 2060 según escenario y sector.



Fuente: 32Ministerio de Energía

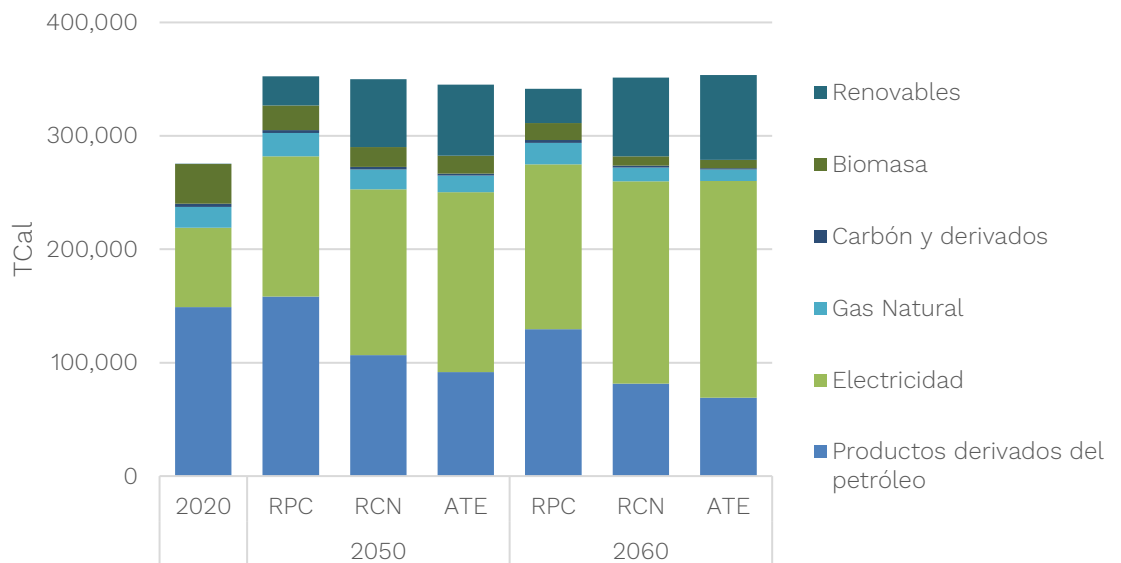
La magnitud del crecimiento de la demanda energética a nivel nacional esconde el desempeño sectorial de cada uno de los sectores económicos, los cuales no siempre presentan una tendencia de crecimiento en su consumo similar a la del agregado nacional, motivados por las distintas perspectivas de comportamiento 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. Dentro de estos sectores que -a pesar de tener un crecimiento significativo en su producción- tienen reducciones en su consumo energético debido al aumento de la eficiencia de procesos o cambio por fuentes energéticas más limpias y eficientes, destaca el sector industrial, el cual presenta decrecimiento en su demanda energética al 2060 respecto al año 2020 en todos los escenarios. En el Escenario de Recuperación Económica Lenta la industria reporta una demanda reducida en un 17% respecto al 2020, mientras que en el escenario de Transición Energética Acelerada se observa una reducción de la demanda energética industrial de un 24%.

Es fundamental resaltar que la demanda final de energéticos renovables en el



consumo final de Chile (excluyendo la producción de electricidad de fuentes renovables), experimentará un crecimiento notable hacia el año 2060. Se observa en general un incremento notable en la demanda dado principalmente a la mínima penetración, en la actualidad, de fuentes renovables (modernas) en usos finales energéticos (el consumo de leña húmeda o sin certificar por parte de los hogares no es considerado en como un combustible renovable moderno). El incremento observado en los distintos escenarios energéticos al 2060 se explican por el crecimiento sostenido de aplicaciones renovables directas tales como sistemas solares térmicos en los hogares, y principalmente por el esperado consumo de hidrógeno verde y derivados en el transporte terrestre de carga de larga distancia, así como en la minería (maquinaria de extracción) e industria (*blending*).

Figura 33. Demanda energética proyectada al año 2060 por tipo de energético.



Fuente: 34Ministerio de Energía

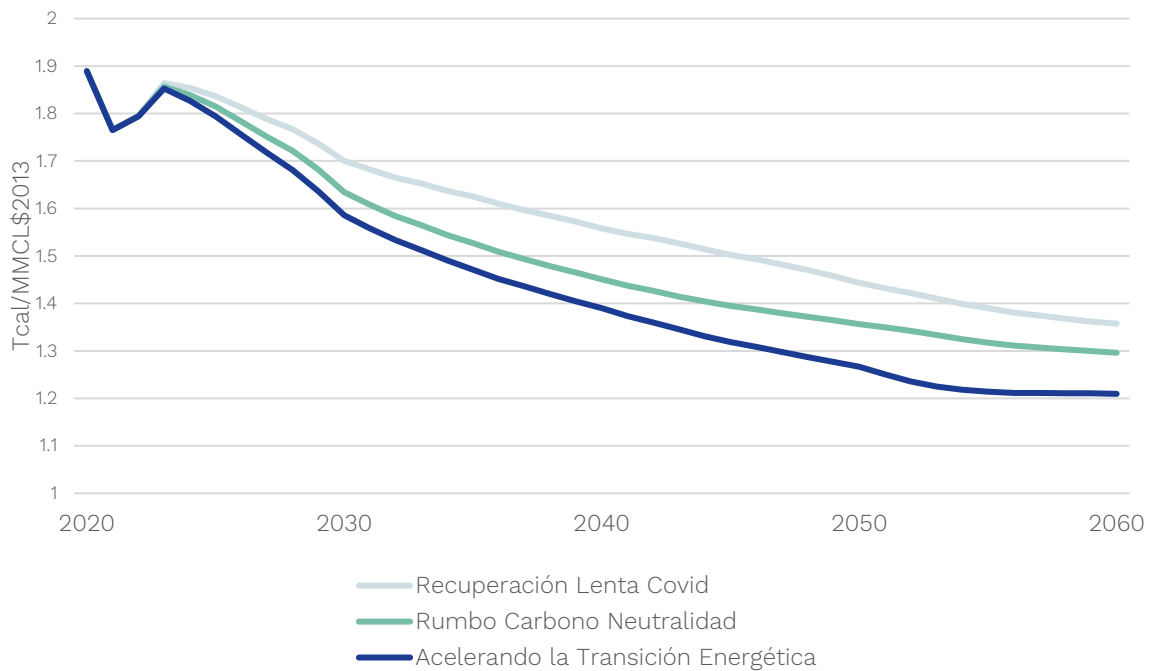
Intensidad energética

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.

Figura 35. Intensidad energética proyectada al 2060 según escenario (Tcal/MMCL\$2013)



Fuente: 36Ministerio de Energía

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 2060 una reducción de 28% de la intensidad energética obtenida para el escenario de recuperación lenta, y hasta una reducción de 36% de la intensidad energética obtenida para el escenario de transición energética acelerada en comparación con el año 2020.

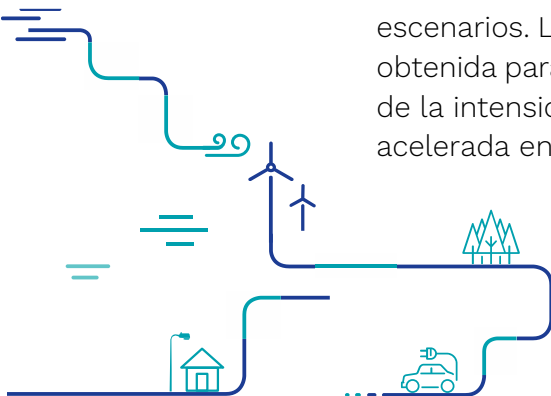


Tabla . Intensidad energética según cada escenario.

Intensidad Energética (Tcal/MMCL\$2013)					
ESCENARIO	2020	2030	2040	2050	2060
Recuperación Post Covid	1.9	1.7	1.6	1.4	1.4
Rumbo a la Carbono Neutralidad	1.9	1.6	1.5	1.4	1.3
Acelerando la Transición Energética	1.9	1.6	1.4	1.3	1.2

Fuente: 37Ministerio de Energía

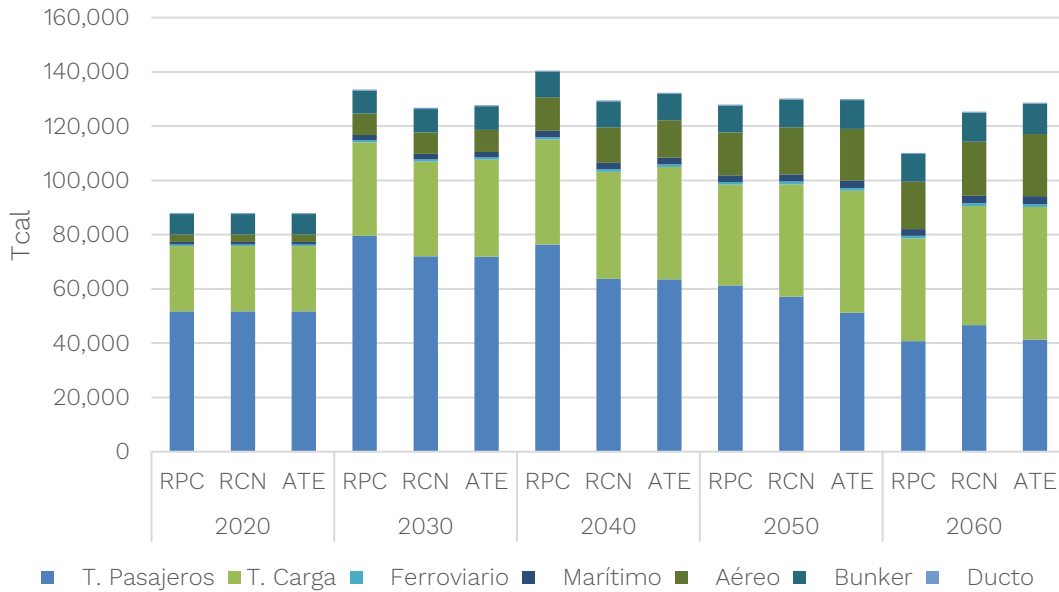
Sector transporte

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 2060, sin embargo, es solo en la última década del 2050-2060 en donde los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) y Acelerando la Transición Energética (ATE) alcanzan un aumento relativo al escenario de Recuperación Post Covid (RPC) que logra diferenciar en mayor medida las demandas finales de los escenarios. Esto es La demanda al año 2020 comienza en torno a las 88,000Tcal totales para el sector transporte, y se multiplica entre 1,2 y 1,4 veces al año 2060.

La demanda energética para transporte de pasajeros se reduce en todos los escenarios al año 2050, sin embargo, el transporte de carga y el sector aéreo aumentan de manera considerable, creciendo ~0,8 y ~6,6 veces al año 2060 respectivamente.



Figura 38. Demanda energética del sector transporte proyectada al año 2060 según escenario y modo de transporte.

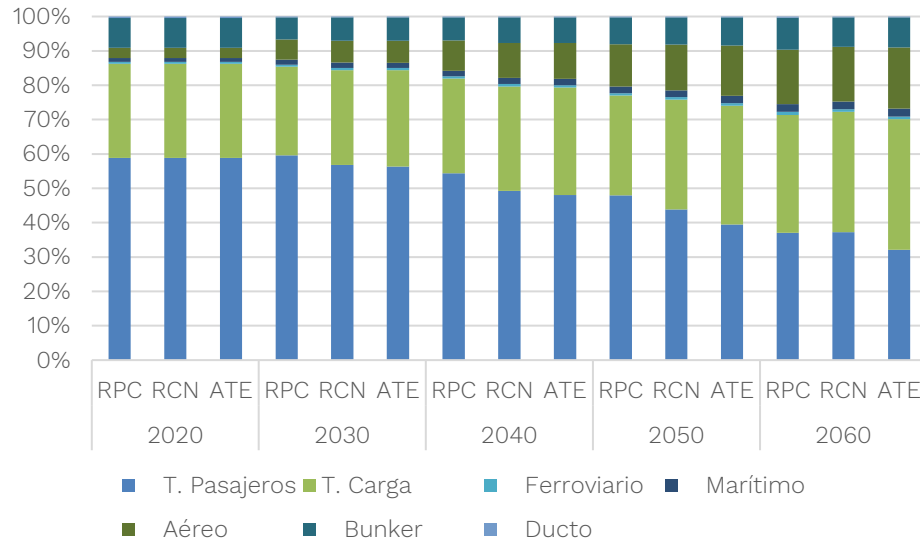


Fuente: 39Ministerio de Energía

Se observan cambios relevantes en cuanto a la participación del transporte terrestre (pasajeros y carga), que pasa de ~86% al 2020 a ~70% en el 2060 en el escenario Acelerando la Transición (ATE), y transporte aéreo, que pasa de ~3% a ~18% desde el año 2020 al 2060 en el mismo escenario mencionado.



Figura 40. Participación de los modos de transporte sobre la demanda energética del sector transporte proyectada al año 2060 según escenario.

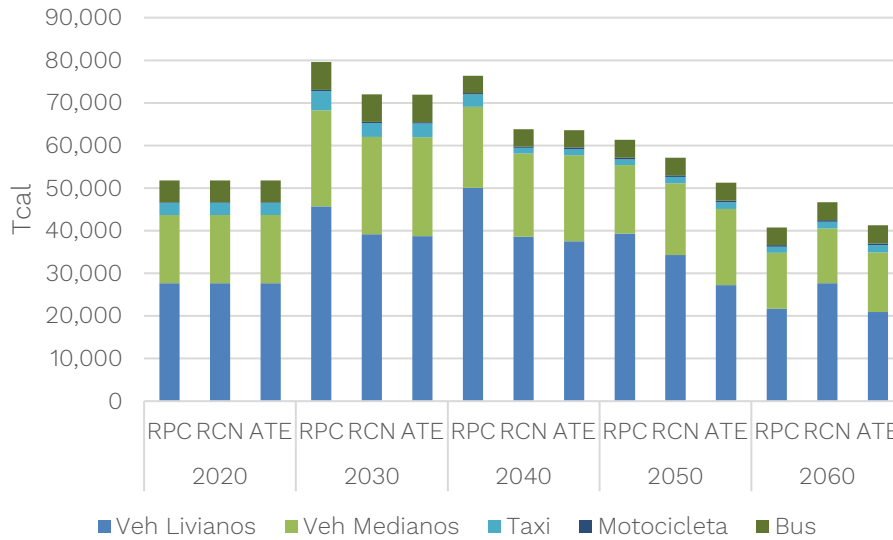


Fuente: Ministerio de Energía.

La demanda energética total del transporte terrestre de pasajeros disminuye en todos los escenarios al largo plazo en torno a 10-20% en relación con el inicio del periodo. Al 2060 se observan reducciones en la demanda de todas las modalidades de transporte con la excepción de la categoría motocicletas, la que tiene una baja participación en la demanda total. A su vez, resulta interesante destacar que a la década del 2030 la demanda total de transporte de pasajeros aumenta considerablemente y luego comienza a decaer consistentemente en la medida que se van implementando las medidas consideradas de electromovilidad.



Figura 41. Demanda energética del sector transporte terrestre proyectada al año 2060 según escenario y modo de transporte.

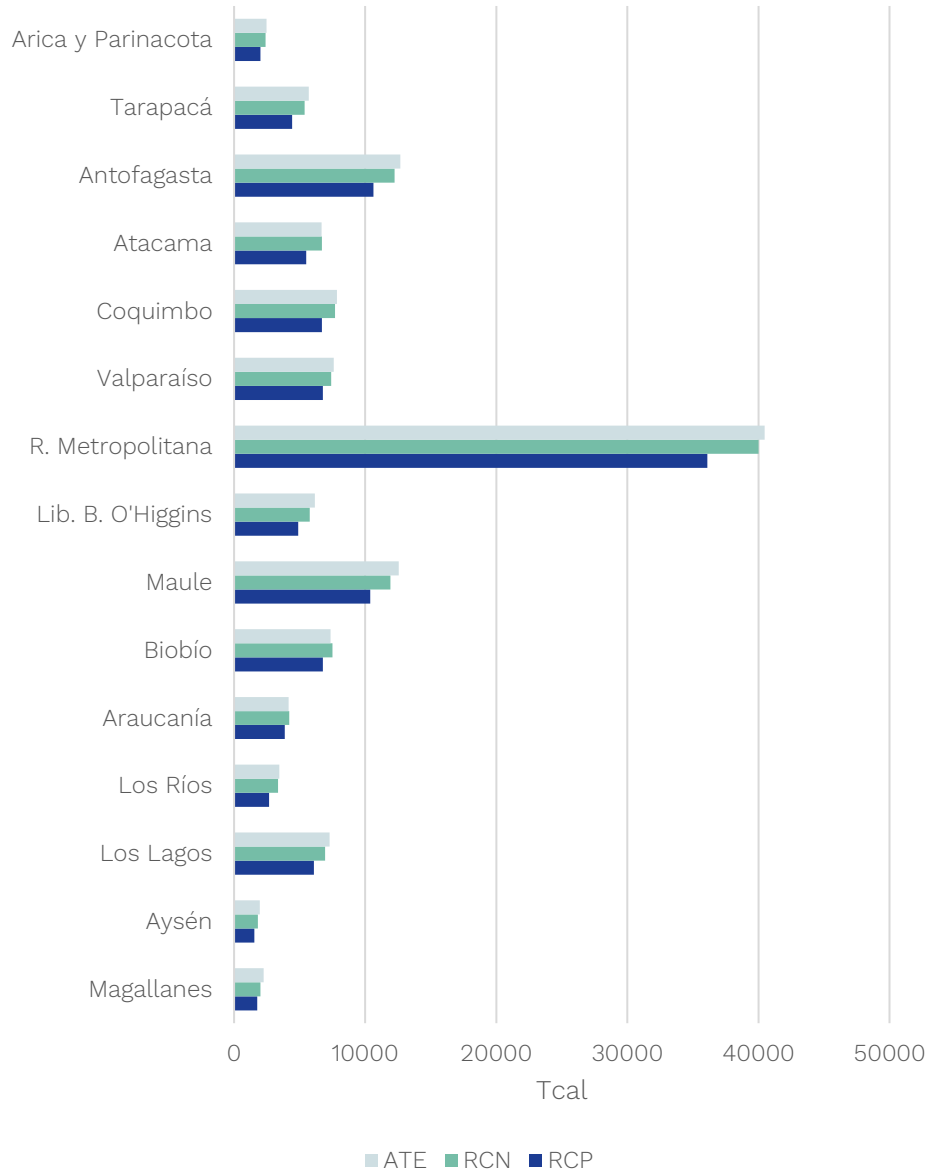


Fuente: Ministerio de Energía.

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 e internacional, y aéreo nacional) al año 2060 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 32,8% 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 10%, y, en tercer lugar, la región del Maule, que representa un 9-10% de la demanda por transporte.



Figura 42. Distribución regional de la demanda energética del sector transporte terrestre proyectada para el año 2060 según escenario y modo de transporte.



Fuente: Ministerio de Energía.

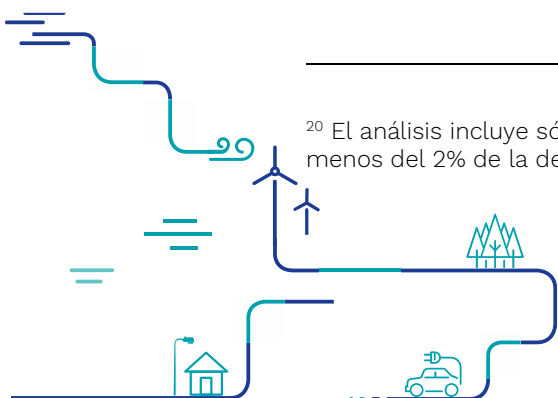
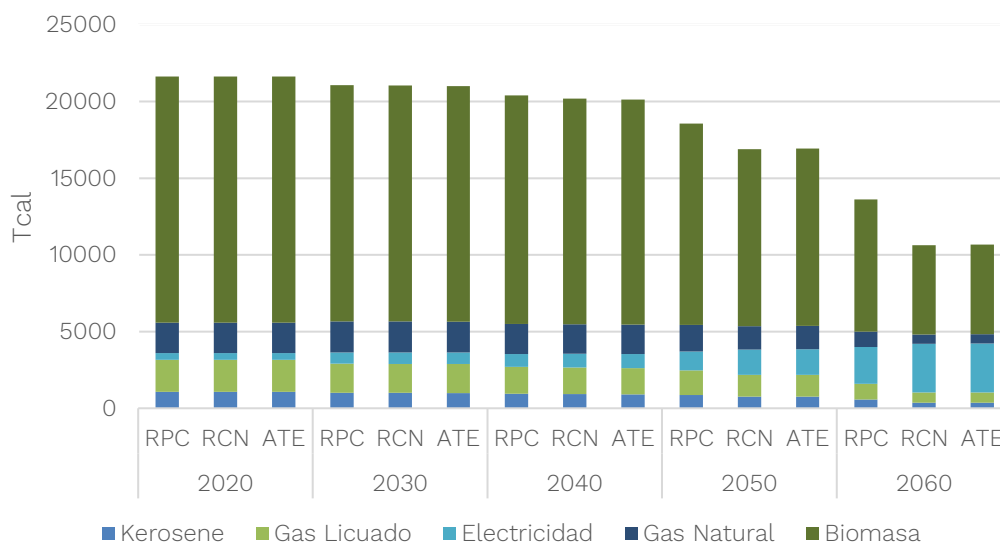


Sector residencial y calefacción de viviendas

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 2060. 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 muestran una caída sostenida en la demanda energética para calefacción en viviendas²⁰, produciéndose la caída más pronunciada en el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE) y Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) al año 2060. Esta caída 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.

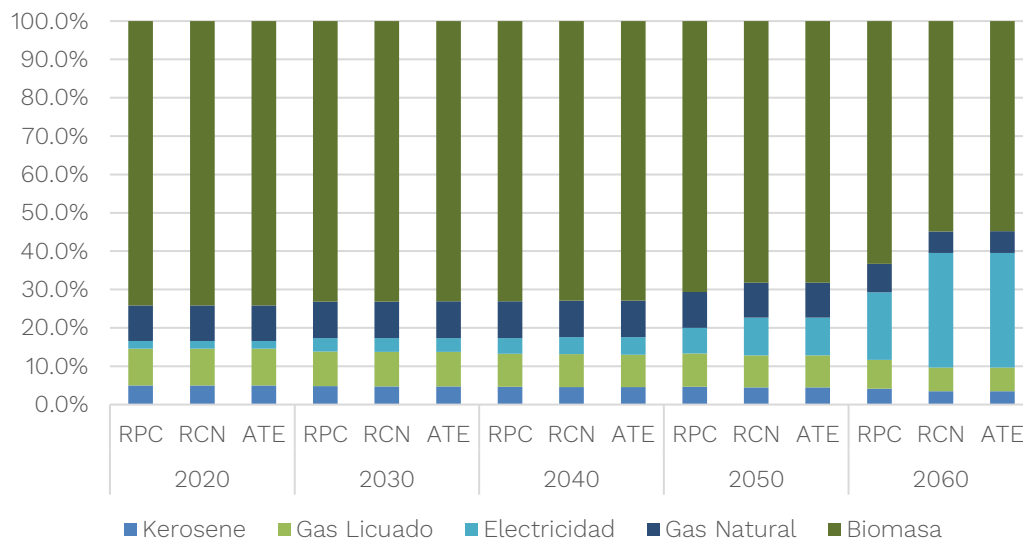
Figura 43. Demanda energética para la calefacción de viviendas proyectada al año 2060 según escenario y energético.



²⁰ El análisis incluye sólo calefacción de casas debido a que calefacción de departamentos representó menos del 2% de la demanda energética por calefacción de las viviendas.

Como se puede observar en la siguiente figura, al 2060 la composición de la matriz de calefacción también es muy similar en los escenarios RCN y ATE. Se observa que el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE) ha reducido en un ~63% la demanda de leña y biomasa con respecto al año 2020, alcanzando una participación de un 54,8% en la demanda por calefacción al 2060. En cuanto a la demanda de electricidad, esta aumenta 6,2 veces respecto del año 2020 en el escenario ATE, producto de las medidas de electrificación descritas anteriormente. En tanto, el escenario RPC al 2060 reduce solo un ~47% de leña con respecto al 2020, y aumenta su demanda de electricidad para calefacción en 4,5 veces respecto al 2020.

Figura 44. Participación de los energéticos sobre la demanda energética para la calefacción de viviendas proyectada al año 2060 según escenario.



Fuente: Ministerio de Energía.



Sector industrial – minero

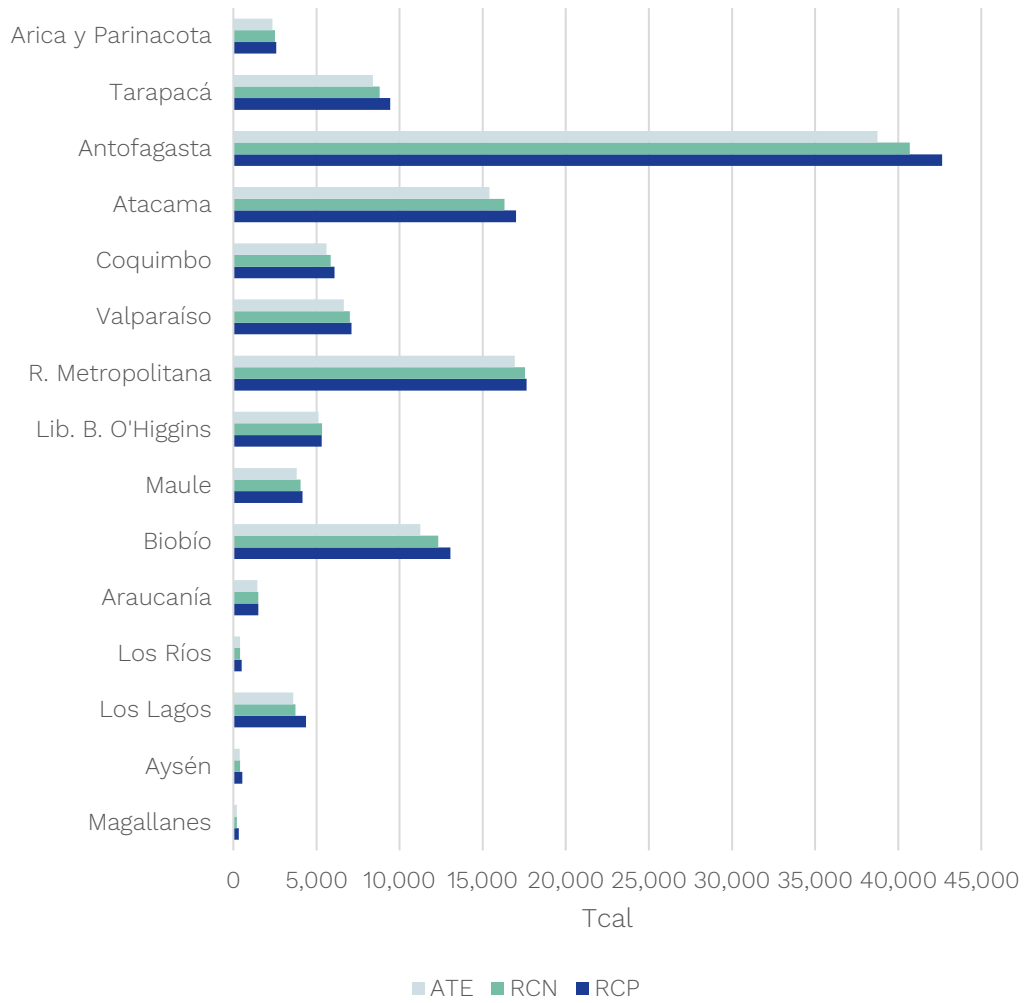
En el periodo 2020 a 2060, la demanda industrial crece 18%, 13% y 7% en los escenarios de Recuperación, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, respectivamente. Asimismo, a medida que aumentan las condiciones económicas entre los escenarios, se incrementa la electrificación -directa e indirecta- de consumos.

Distribución regional de la demanda energética

En las siguientes gráficas se observan las demandas energéticas finales al año 2060 de cada escenario energético. Las regiones de Antofagasta, Atacama, Metropolitana y Biobío-Ñuble concentran prácticamente el 70% de la demanda industrial y minera al año 2060, sin variaciones significativas en su participación regional entre los tres escenarios. La demanda de Antofagasta principalmente impulsada por la minería, que responde al 94% de dicha demanda. Mientras que en la Región Metropolitana se tiene que el 81% de su demanda proviene de la industria. Demanda energética industrial que es plena en la región conjunta de Biobío-Ñuble que al 2060 no presenta actividad minera.



Figura 45. Distribución regional de la demanda energética del sector minería e industria proyectada para el año 2060 según escenario.



Fuente: Ministerio de Energía.



Demanda eléctrica para usos nacionales

La demanda de electricidad aumenta su 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 hidrógeno 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.

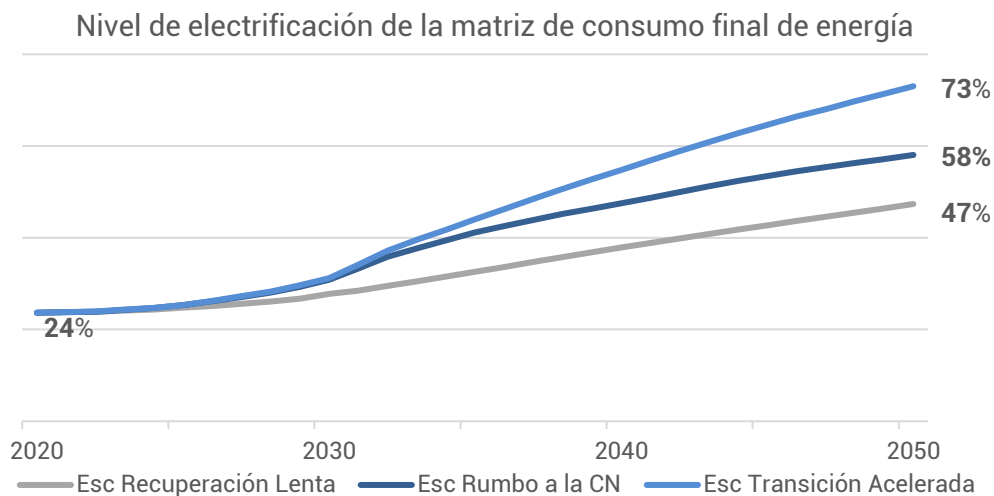
En la sección **Demanda eléctrica** se analiza la demanda eléctrica final según escenario energético, descompuesta en sus componentes de demanda eléctrica para la electromovilidad (transporte terrestre eléctrico), demanda eléctrica por usos de calefacción residencial, y demanda eléctrica requerida para 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.



Figura 46. Nivel de electrificación de la matriz de consumo final de energía.



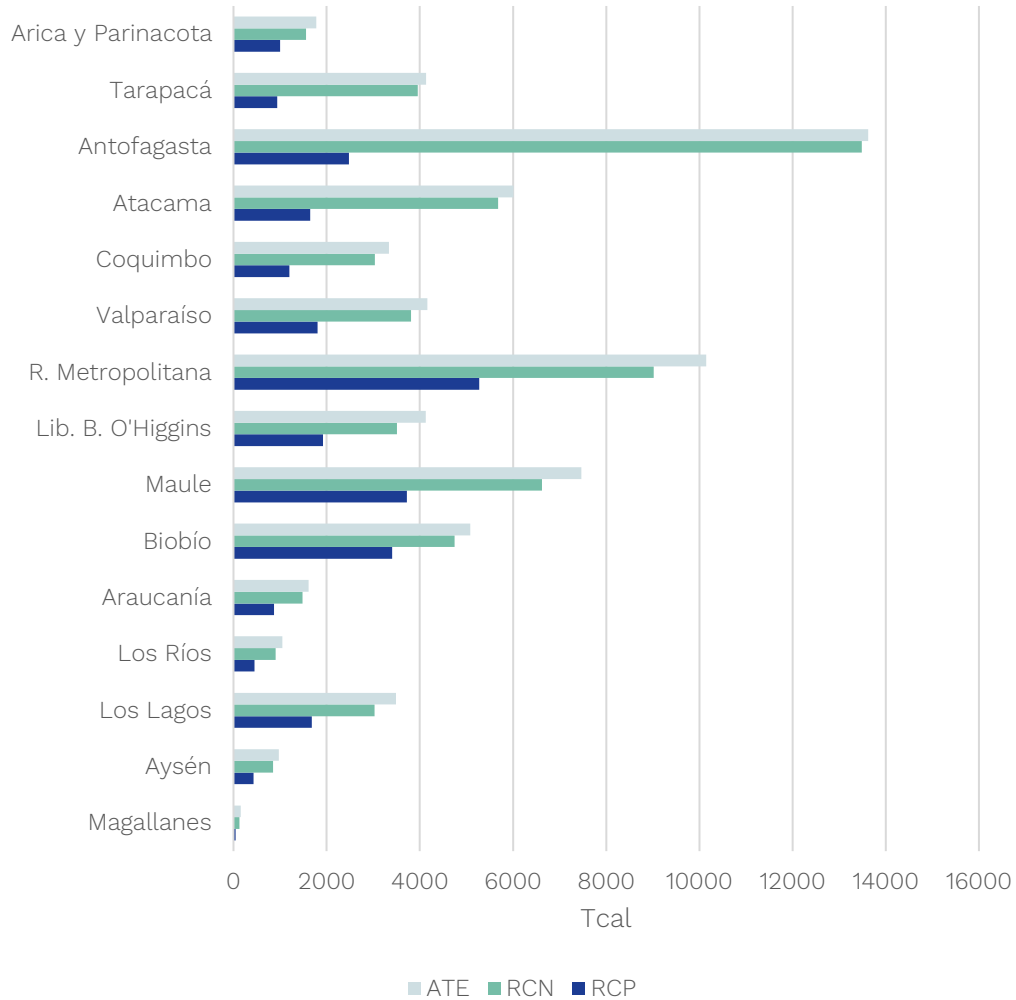
Fuente: Ministerio de Energía.

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 2020-2060 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 electrólisis, para consumo nacional (no así para su exportación) alcanza a representar entre un 26% y 53% de la demanda total de electricidad a nivel nacional al año 2060. 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 2060.

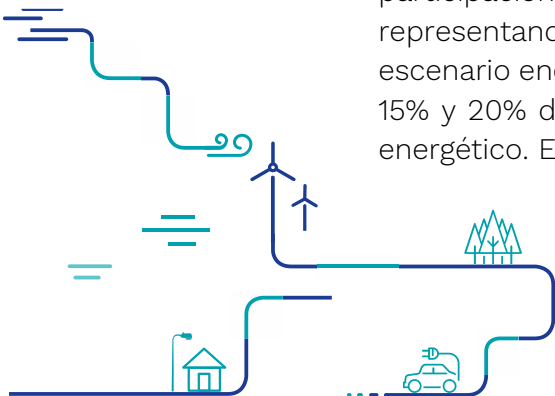


Figura 47. Distribución regional de la demanda energética de hidrógeno verde proyectada para el año 2060 según escenario.



Fuente: Ministerio de Energía.

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 9 y un 22% de la demanda nacional, según escenario energético; mientras que la región Metropolitana representa entre un 15% y 20% de la demanda nacional de hidrógeno dependiendo del escenario energético. En total se espera una demanda aproximada de 26.871 Tcal, 61.822



Tcal, y 67.157 Tcal en los escenarios Recuperación Post Covid (RPC), Carbono Neutralidad (RCN) y Acelerando la Transición Energética (ATE) respectivamente

La utilización final energética de hidrógeno verde, según el escenario que se considere, tiene una participación entre un 8% a un 19% en la matriz energética nacional al 2060, 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.



Sector eléctrico

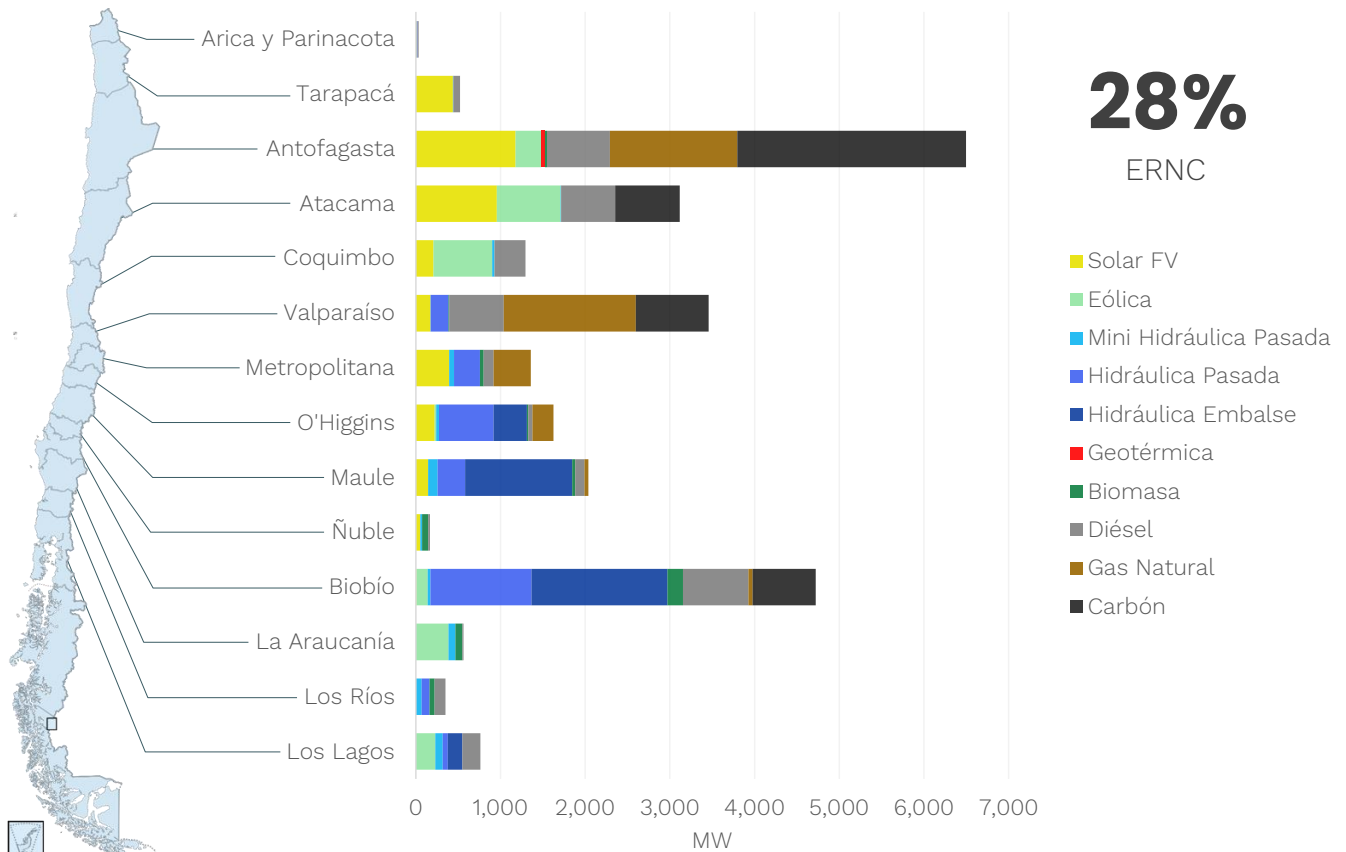
5. El futuro de la red eléctrica

5.1 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.

Figura 48. Composición actual del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Composición actual del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Ministerio de Energía.



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

5.2 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.

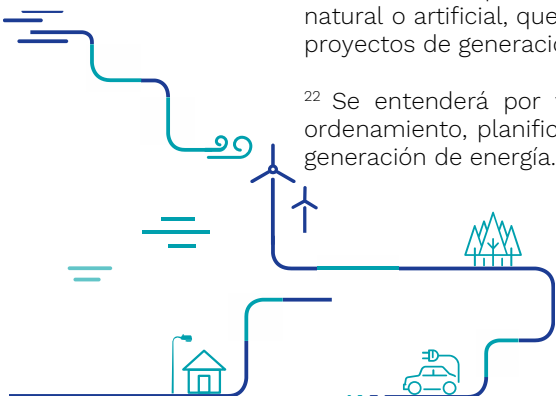
Desde el año 2014, el Ministerio de Energía ha estado incorporando consideraciones territoriales en el desarrollo energético, que se formalizó –en primer lugar– a través de la Política Nacional de Energía (2015) y luego en la Ley 20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un 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.

El 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*²¹ y *Territoriales*²² en el marco de la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables que sirven de insumo para dicha modelación:

²¹ 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.

²² 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.

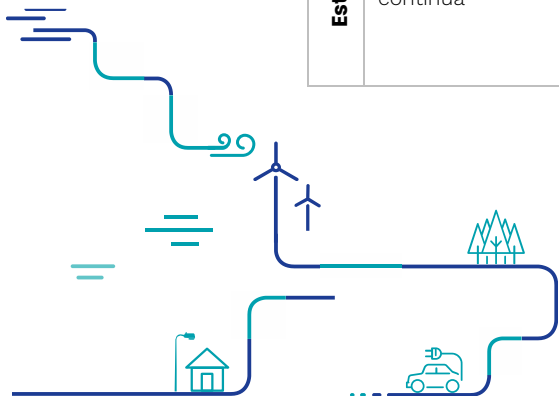


- Por una parte, se han considerado aquellas variables que inciden en el aprovechamiento de los recursos renovables, denominados **factores técnicos**, tales como altura, pendiente del terreno, velocidad del viento, radiación, etc. que, aplicado el estándar de área mínima continua y factor de planta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

Tabla. Factores técnicos para la identificación de potenciales de generación de energía en base a fuentes renovables.

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

Fuente: Ministerio de Energía.



- 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:

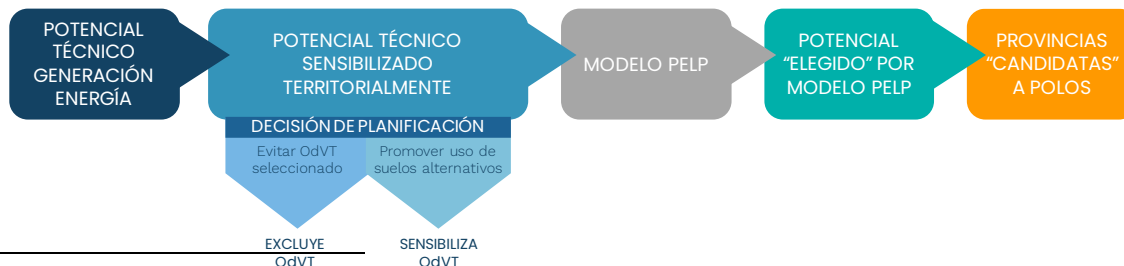
- **OdVT no considerados:** Se identificaron 2 variables valoradas que no se pudieron incorporar por limitaciones técnicas, como es el caso de la Reserva de Región Virgen, que actualmente no hay ninguna decretada y Sitios Arqueológicos, para el cual no existe información oficial disponible a escala nacional. Para este último caso, se retomó esta variable en la planificación de los Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica.
- **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.

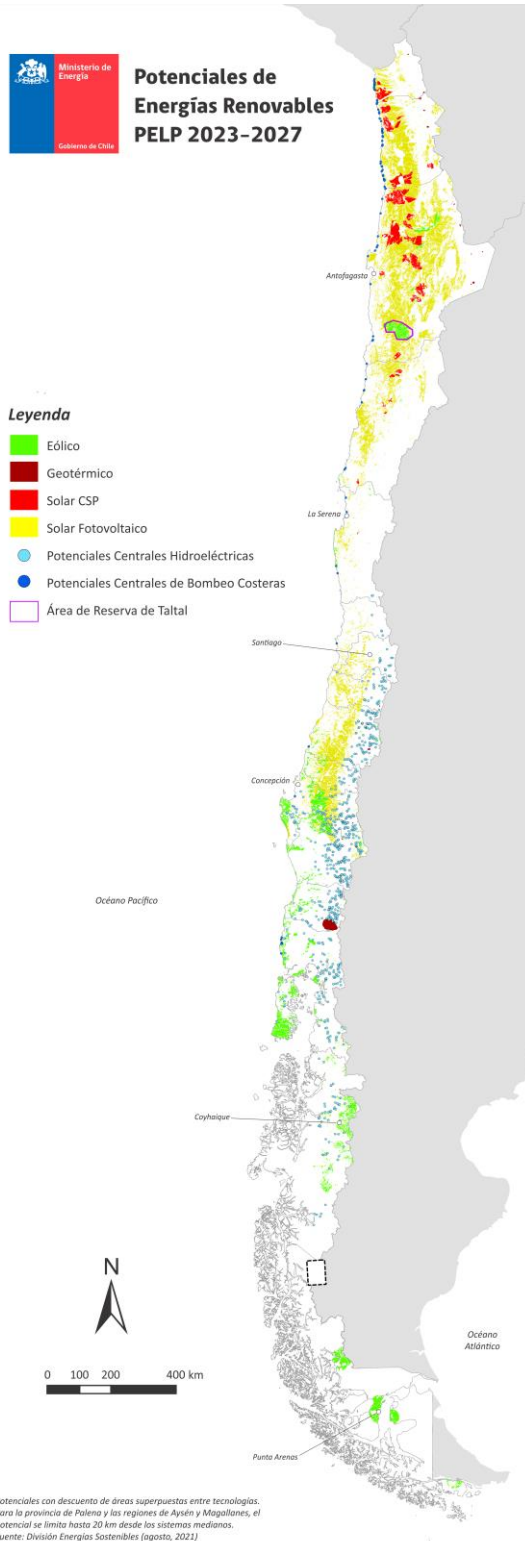
Tabla. Tratamiento metodológico para los Objetos de Valoración Territorial (OdVT).

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 Fossilífera)
Desarrollo		<ol style="list-style-type: none"> Reservas Nacionales (excepto en Hidro) Reservas Forestales (excepto en Hidro) Bosque Nativo (especie con problemas de conservación)²³ 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)



²³ 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 poseen esta sensibilización territorial; y, por consiguiente, la planificación de los Polos de Desarrollo de Generación de Energía Eléctrica también tiene incorporadas estas consideraciones.

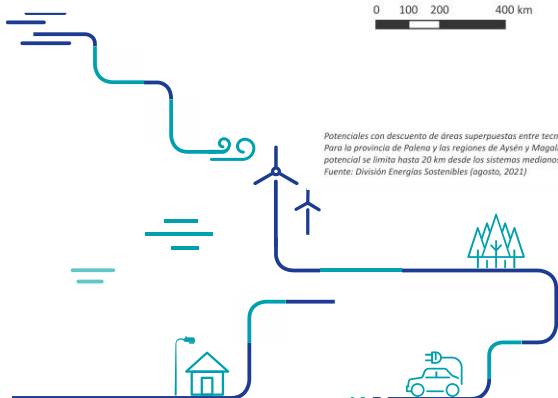
5.3 Potencial renovable

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



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, se realizó un análisis²⁴ 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.

A continuación, se presenta el potencial total para efectos de la planificación energética.

Tabla. Potencial total (GW) por tecnología.

Fuente:

Tecnología	Potencial (GW)
Solar FV	2.068
Eólica	81
Solar CSP	152
Geotermia	4
Hidroeléctrica	10
Bombeo Hidráulico	42
Total	2.375

Ministerio de Energía.

²⁴ 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.



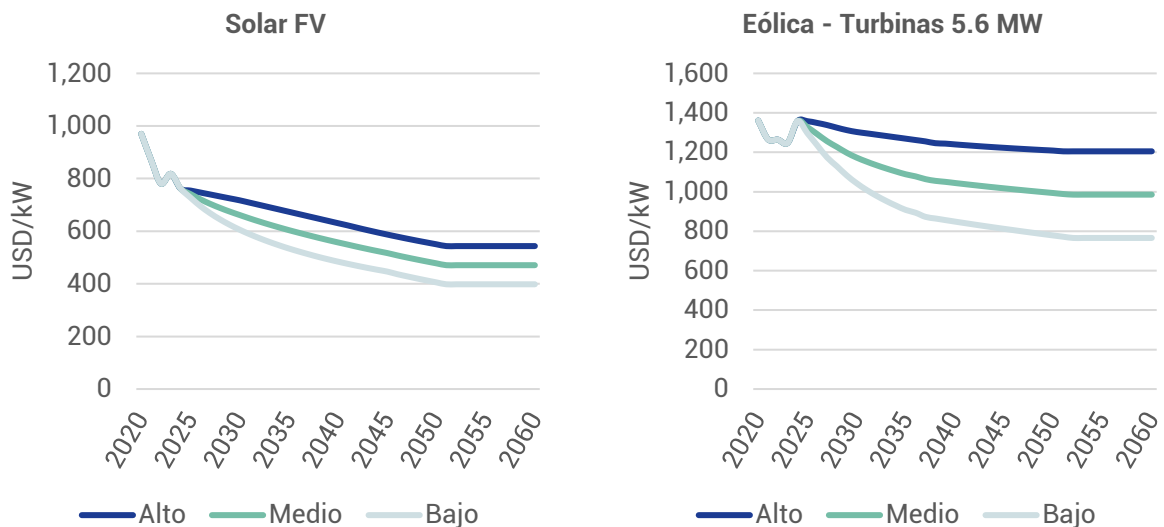
5.4 Costos de inversión de tecnologías de generación

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 Annual Technology Baseline de NREL²⁵ y el Annual Energy Outlook de IEA²⁶.
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.

Figura. Costos de inversión de tecnologías de generación (USD/kW).

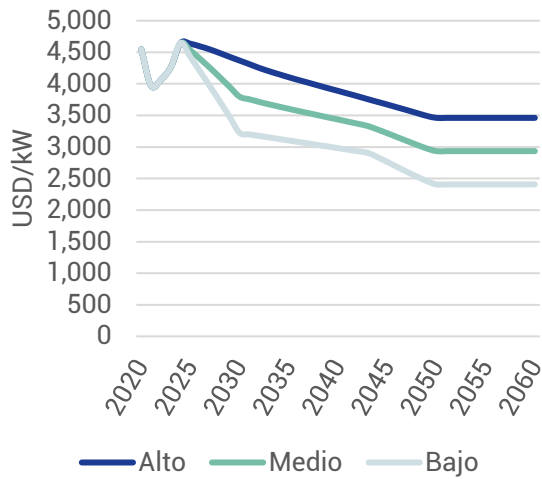


²⁵ NREL: National Renewable Energy Laboratory.

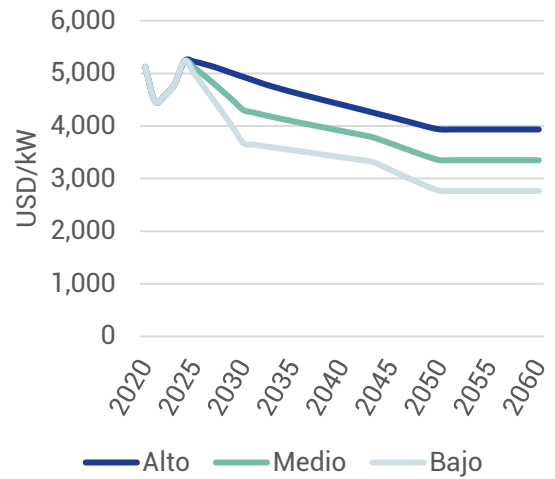
²⁶ IEA: International Energy Agency.



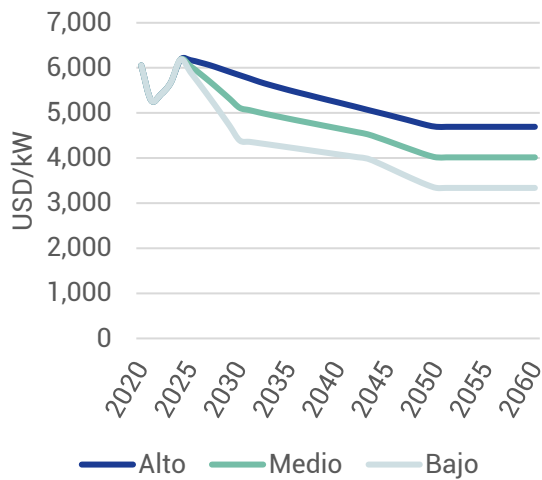
Solar CSP - 6 hrs



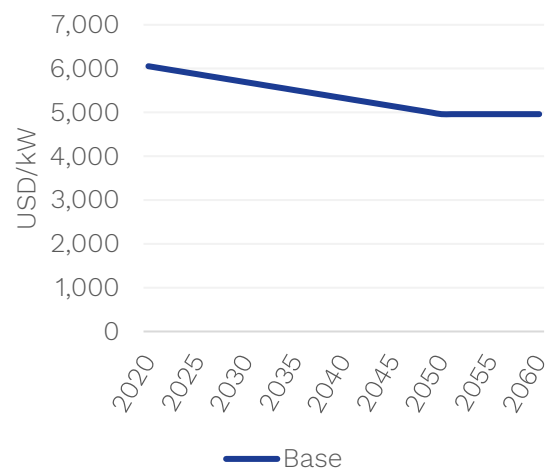
Solar CSP - 9 hrs

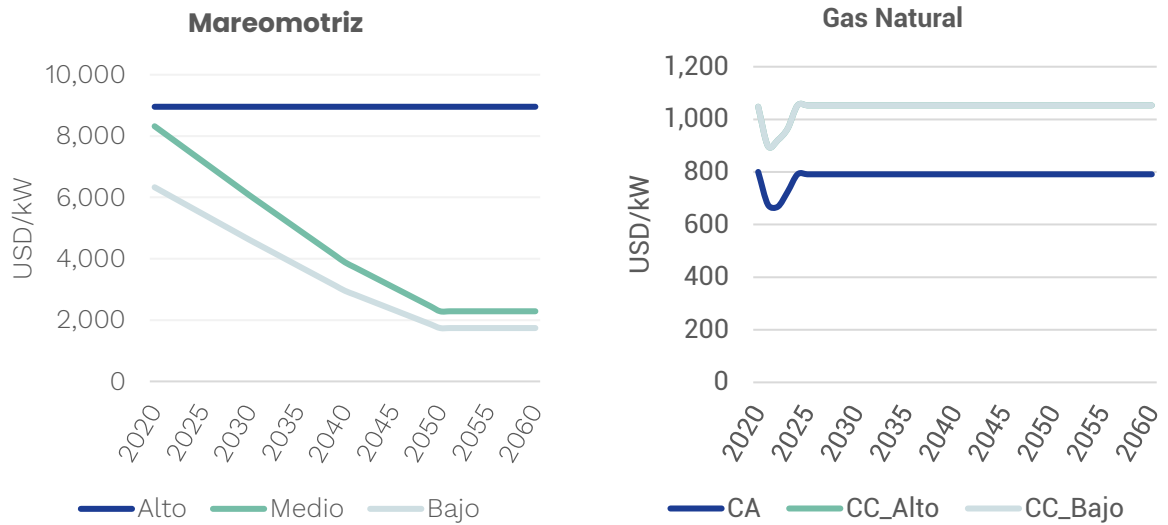


Solar CSP - 13 hrs



Geotérmica





Fuente: Ministerio de Energía.



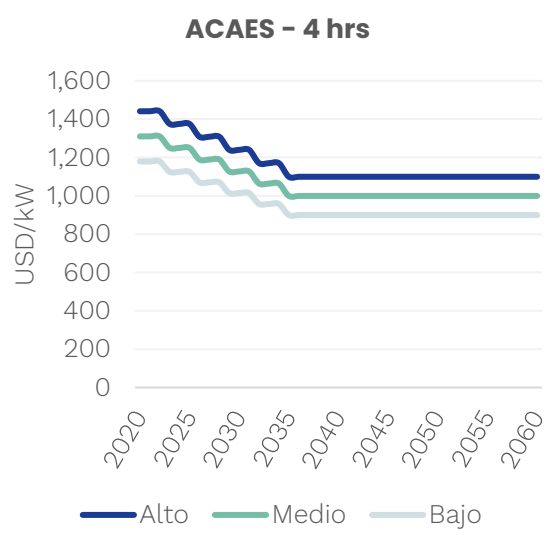
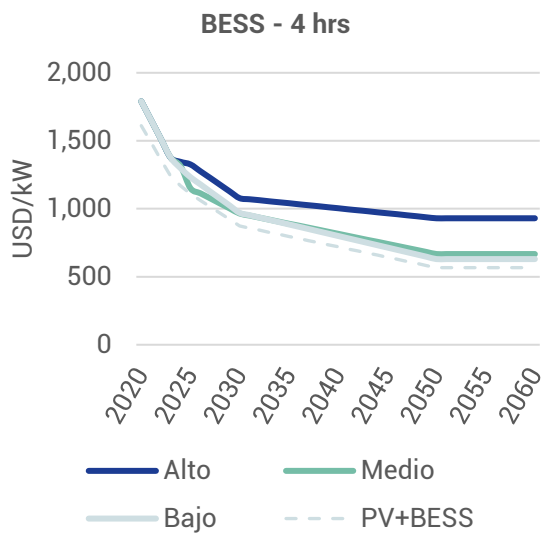
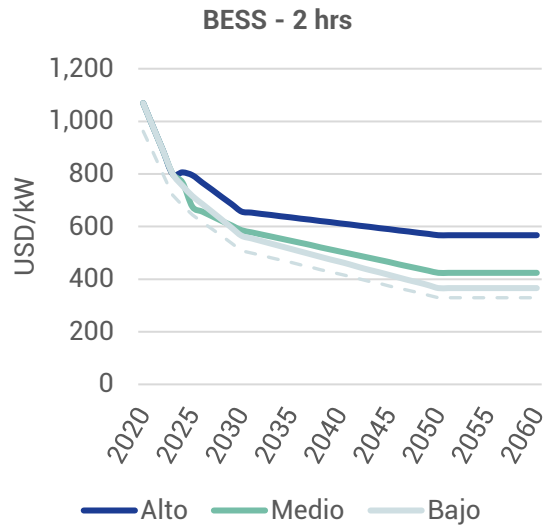
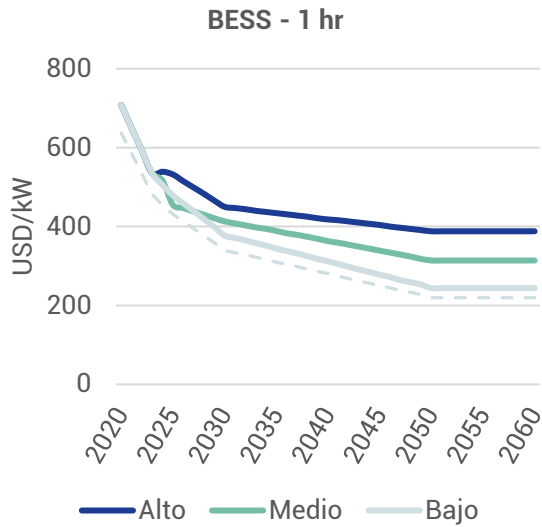
Proyecciones de costos,
LCOE y LCOS
PELP 2023-2027

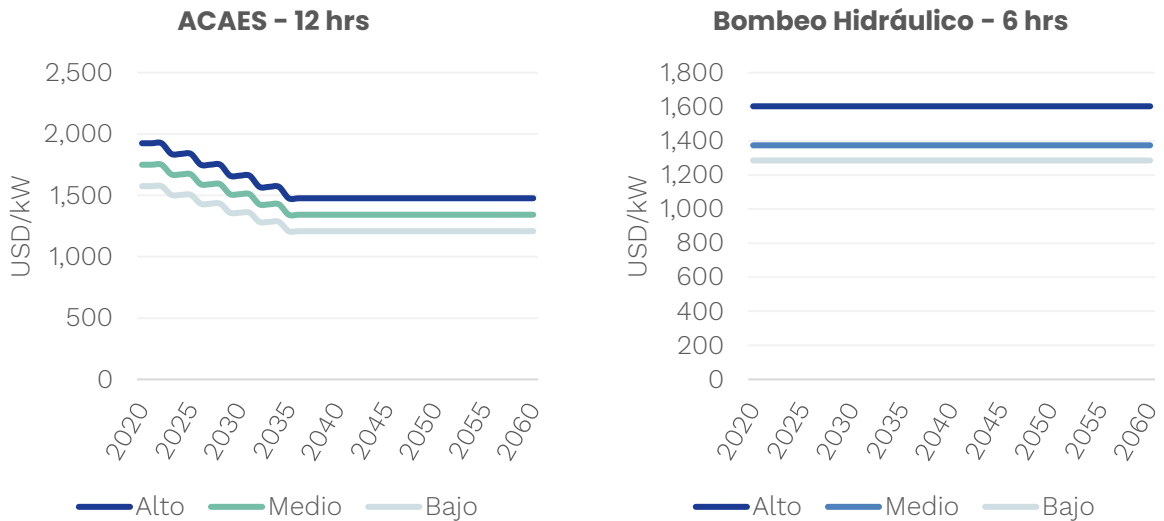
5.5 Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento

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

Figura. Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento (USD/kW).







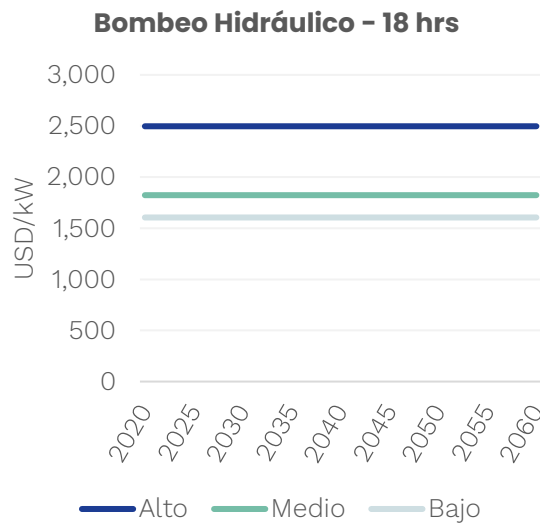
Fuente: Ministerio de Energía en base al National Renewable Energy Laboratory (NREL).

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%.

5.6 Precios fósiles

En esta sección se presentan las proyecciones de precios de combustibles fósiles.

basada en los precios de combustibles fósiles basados en los precios de los Estados Unidos.

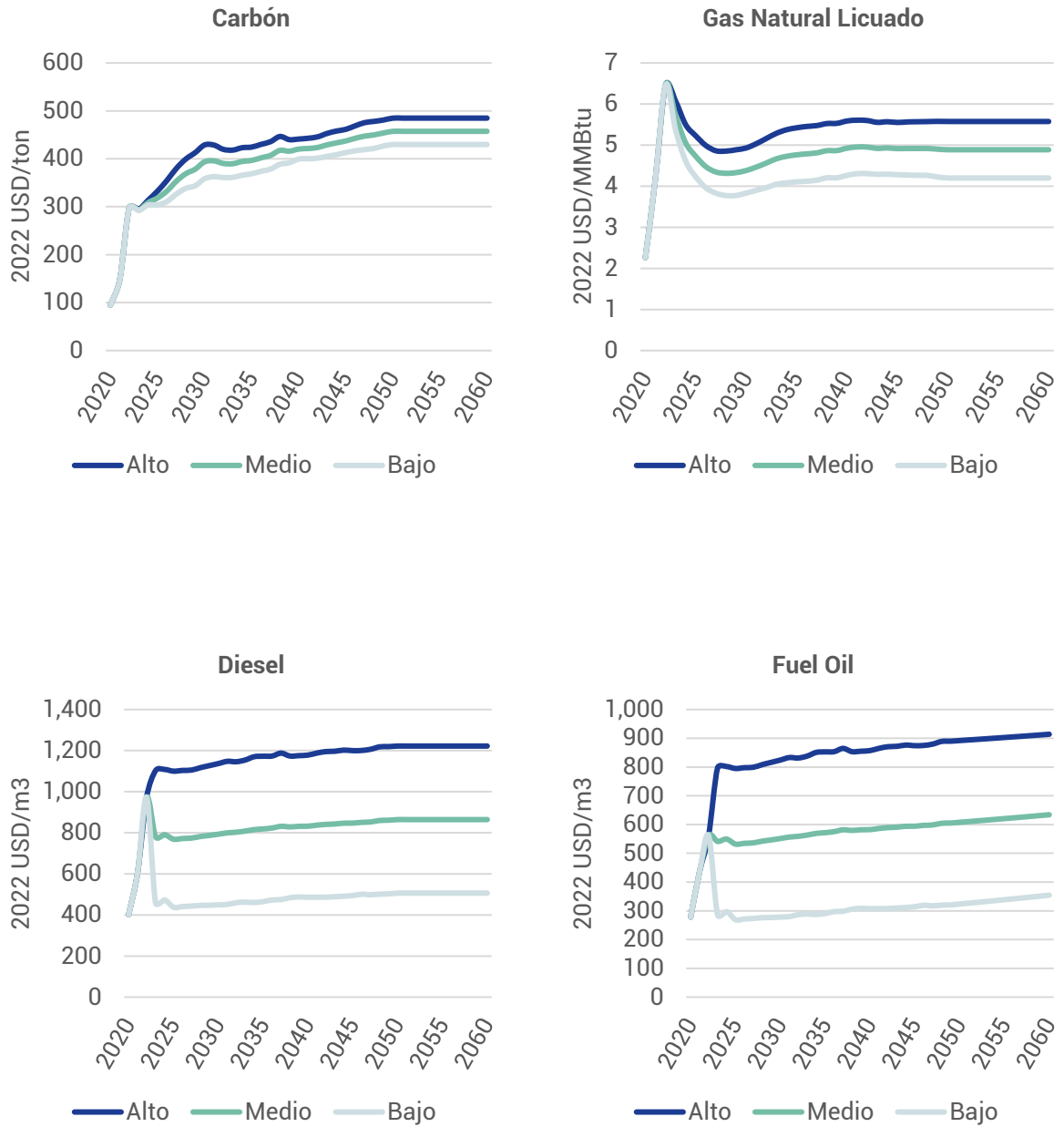


de combustibles

En esta sección se presentan las proyecciones de precios de combustibles fósiles. La principal fuente de información es la metodología publicada por la CNE, en el DOE de Estados Unidos.



Figura. Proyecciones de precios de combustibles fósiles (222 USD/ton).



Fuente: Ministerio de Energía.

En todas las gráficas anteriores se puede visualizar el impacto en el precio de



los combustibles fósiles utilizado en la generación eléctrica que se ha tenido producto de la guerra en Ucrania. De este modo, algunas fuentes internacionales antes señaladas, indican que estas alzas de precio se podían mantener en el largo plazo, mientras que otras más optimistas apuntan a una baja en los precios a aquellos niveles que se tenía antes de la guerra.

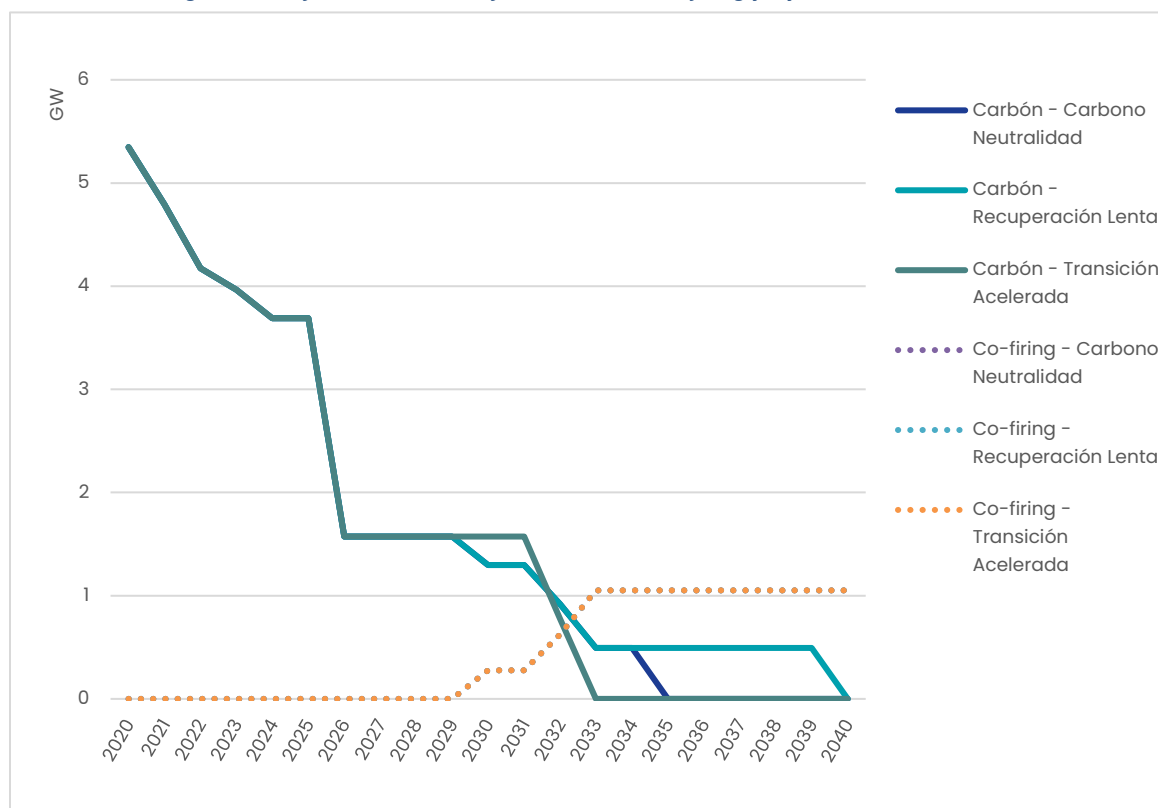
5.7 Trayectoria de retiro de centrales a carbón

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 Lenta 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 2033, todos con una pendiente de retiro pronunciada durante esta década.



Figura 2: Trayectorias de retiro y reconversión a co-firing propuesto en cada escenario



Fuente: Ministerio de Energía.

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.

Para la construcción de las trayectorias anteriores, se consideraron las últimas propuestas de las empresas que disponen de centrales a carbón, y sus compromisos asociados a la reconversión de sus centrales, en adición a la implementación de los nuevos límites explicitados la norma de emisiones que regirán plenamente a partir del 2032.

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

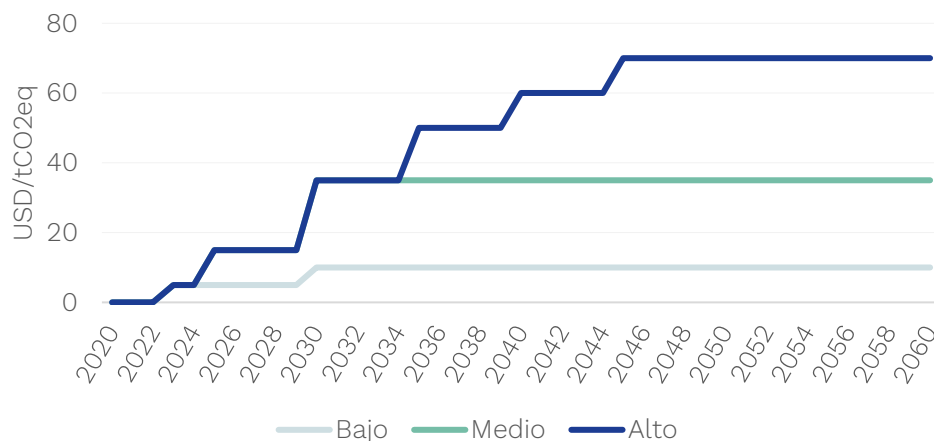


contaminantes fijas y móviles.

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 (usd/tCO₂eq) 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 usd/tCO₂eq.
- 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 usd/tCO₂eq.

Figura. Impuesto a las emisiones (USD/tCO₂eq).



Fuente: Ministerio de Energía.

Finalmente, la trayectoria de impuesto alto continúa creciendo hasta alcanzar los 70 usd/tCO₂eq 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

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.

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.

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.

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

Hidrologías sintéticas con cambio climático

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 modificado el modelar una única condición hidrológica muy seca, similar al registro del año hidrológico 1998-1999, por las hidrologías sintéticas que se



obtuvieron a través de modelos globales de circulación general (GCM), y que también utiliza la Comisión Nacional de Energía.

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, 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.

Perfiles de producción eólica y solar con cambio climático²⁷

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. Para esto se utilizó un estudio que a través de modelos globales de la circulación general (GCM), ajustados a la información de los potenciales renovables que tiene el Ministerio de Energía, se logró obtener información horaria de la disponibilidad de los recursos eólicos y solares, entre otros, para entender el impacto del cambio climático en estas variables ambientales.

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.



²⁷ 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.

Perfil de demanda eléctrica

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, electromovilidad y producción de hidrógeno verde.



Memoria Perfiles de
Demanda para PELP
PELP 2023-2027

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.

Producción de H2V y Amoniaco

La producción de hidrógeno verde y amoniaco, 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. Adicionalmente se considera que una gran parte del hidrógeno verde será utilizado para la producción de amoníaco, y que debido al proceso térmico de Haber-Bosch, se considera como una demanda inflexible, lo que es incorporado en el modelo.

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.

Adicionalmente, se actualizó el plan de obras incorporando la última información disponible de proyectos de almacenamiento que serán instalados en los siguientes años.



Configuraciones para tecnología Solar CSP²⁸

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.

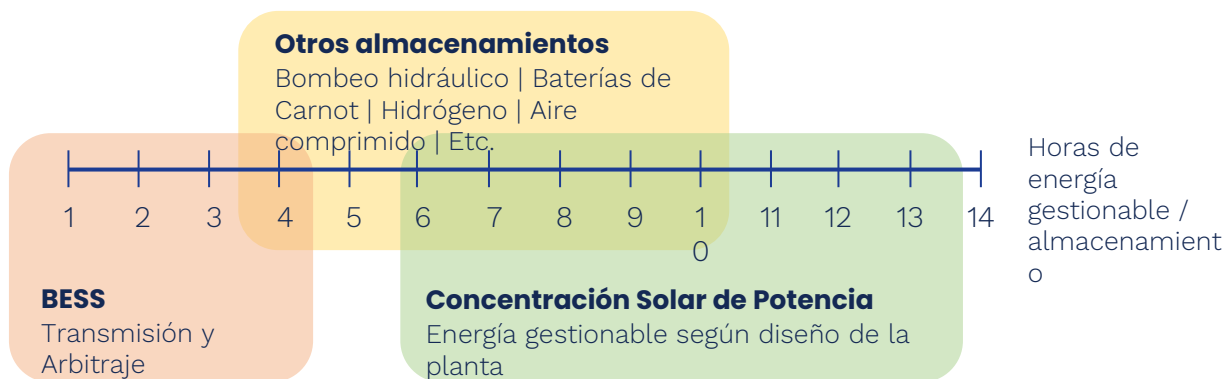
Estas configuraciones fueron construidas con el software SAM, que no tan sólo genera una definición detallada de cada parte de la central, sino que también genera una lista de partidas de costos de un proyecto tipo, lo que define un costo de inversión que se utiliza como punto inicial de las respectivas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



Análisis Solar CSP
PELP 2023-2027

Figura. Configuraciones para tecnología solar CSP.

Fuente: Ministerio de Energía.



²⁸ 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.

5.10 Proyecciones eléctricas

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

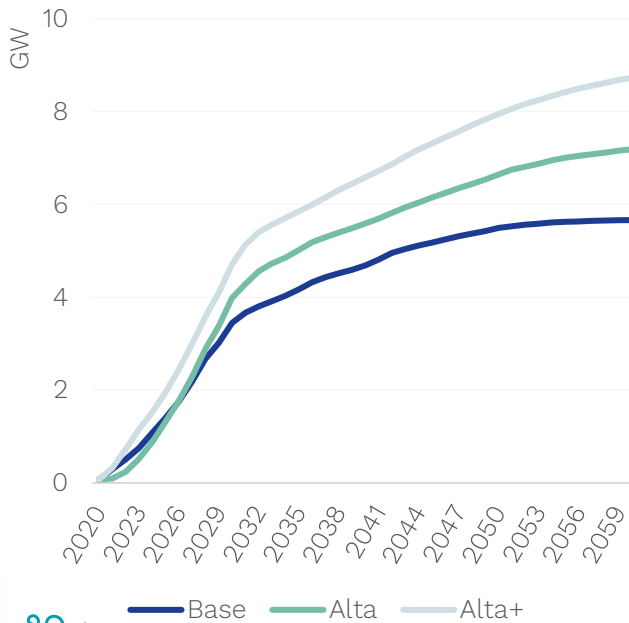
Generación distribuida

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

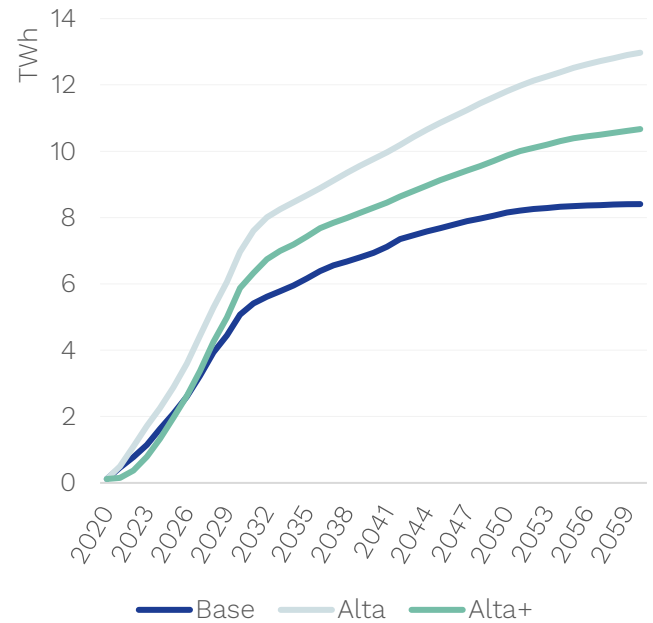
En esta oportunidad, la generación distribuida contempla los sectores residencial, comercial e industrial, con proyecciones que superan los 8,000 MW en el escenario Alto+.

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 distribuida con fuentes renovables. Además, apoyan un uso más eficiente de la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica.

Capacidad de generación distribuida



Energía de generación distribuida



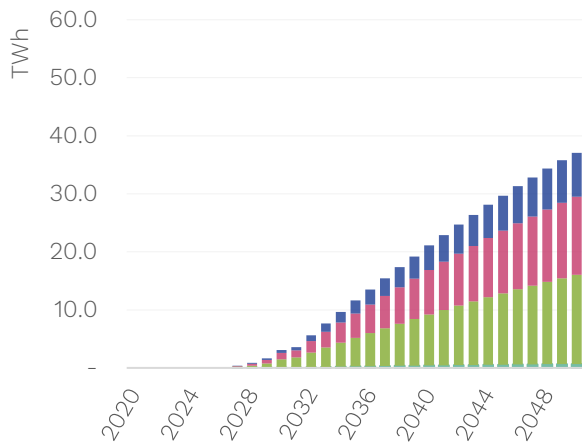
Demanda eléctrica

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).

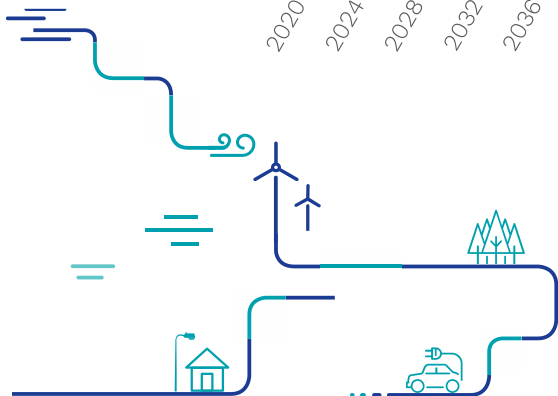
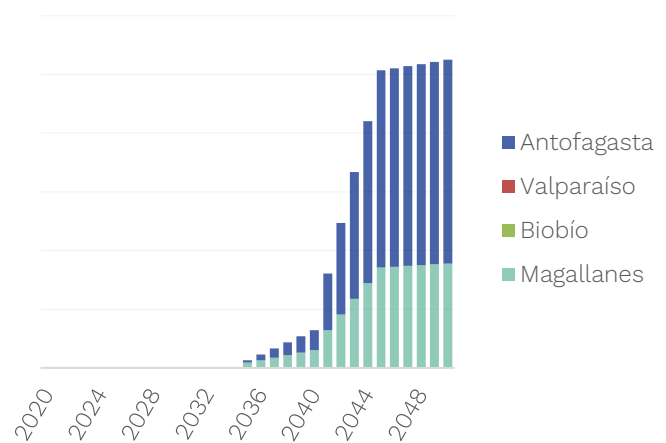
En el caso de la climatización y la electromovilidad, su proyección se define en base a la proyección energética de dichos usos y la probabilidad de distribución horaria de los mismos. Por otra parte, la producción de H2V también se obtiene desde el consumo interno requerido para reemplazar actuales 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.

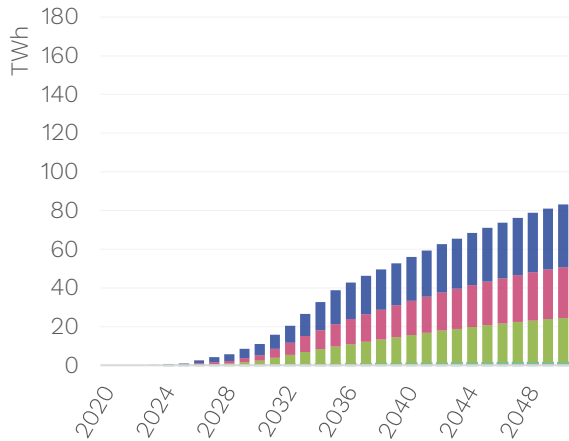
Producción H2V Total - Consumo interno
Recuperación Lenta



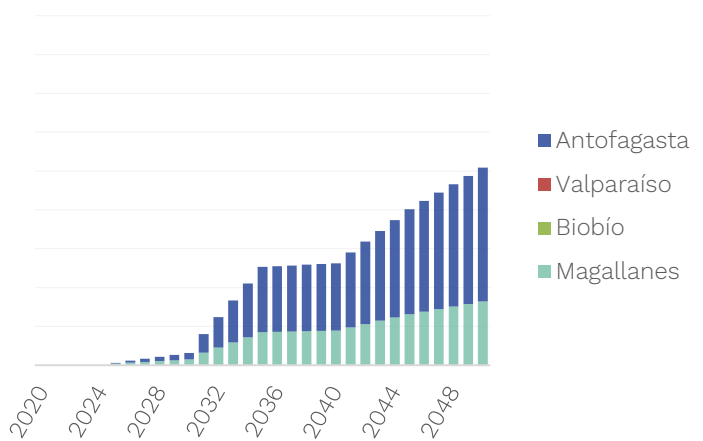
Producción H2V Total - Exportación
Recuperación Lenta



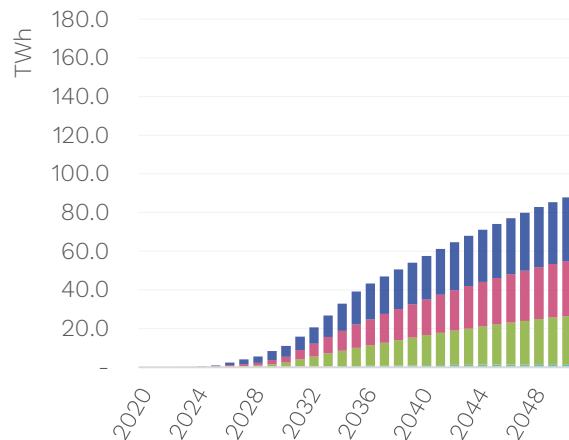
Producción H2V Total - Consumo interno
Carbano Neutralidad



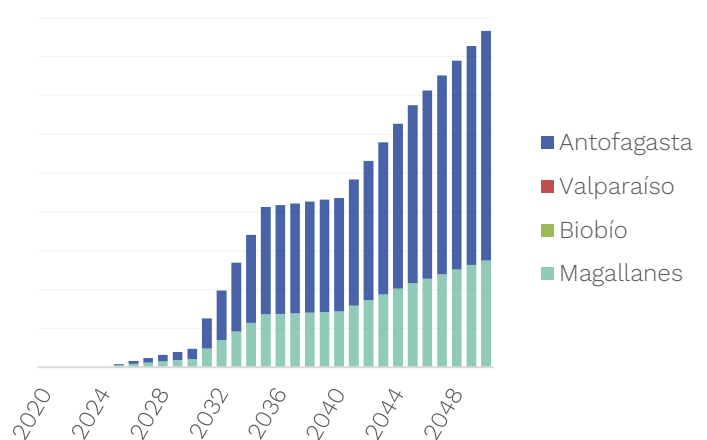
Producción H2V Total - Exportación
Carbano Neutralidad



Producción H2V Total - Consumo interno
Transición Acelerada



Producción H2V Total - Exportación
Transición Acelerada



Por otra parte, se prevé que el hidrógeno y amoníaco 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 50% al 90%, dependiendo del escenario según la siguiente tabla.

Año		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Recuperación Lenta	on-grid	59%	44%	30%	35%	40%	45%	50%	50%	70%
	off-grid	41%	56%	70%	65%	60%	55%	50%	50%	30%
Carbono Neutralidad	on-grid	54%	47%	40%	45%	50%	60%	70%	70%	90%
	off-grid	46%	53%	60%	55%	50%	40%	30%	30%	10%
Transición Acelerada	on-grid	50%	50%	50%	60%	70%	80%	90%	90%	90%
	off-grid	50%	50%	50%	40%	30%	20%	10%	10%	10%
Todos los Escenarios	on-grid Magallanes	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	off-grid Magallanes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Adicionalmente, para poder diferenciar entre la demanda eléctrica causada por electrolizadores para la producción hidrógeno (flexible), de aquella que considera la producción de amoníaco, y por lo tanto tiene limitaciones térmicas por el proceso de Haber-Bosh (inflexible), se consideran los siguientes supuestos la construcción de estos consumos on-grid o conectados a la red.

- Demanda flexible: De la industria que se encuentra conectada a la red. El 90% considera la producción para consumo local en forma de hidrógeno, y adicionalmente la industria cuyo objetivo es exportar, un 10% busca producir solo hidrógeno.
- Demanda inflexible: De la industria que se encuentra conectada a la red. Solo el 10% considera que producirá amoníaco para el consumo local, y adicionalmente para la industria que busca exportar, casi la totalidad de su producción (90%) será destinada a producir hidrógeno solo para producir amoníaco.

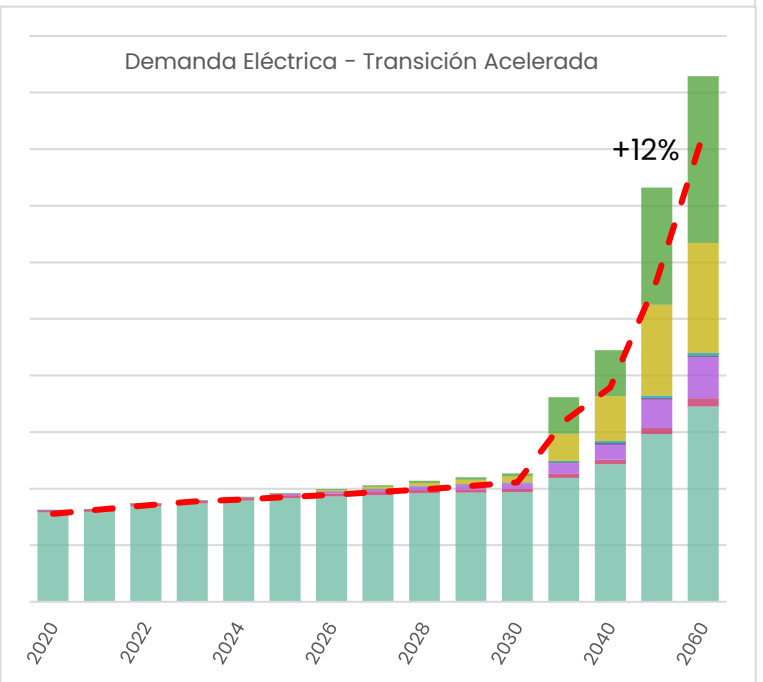
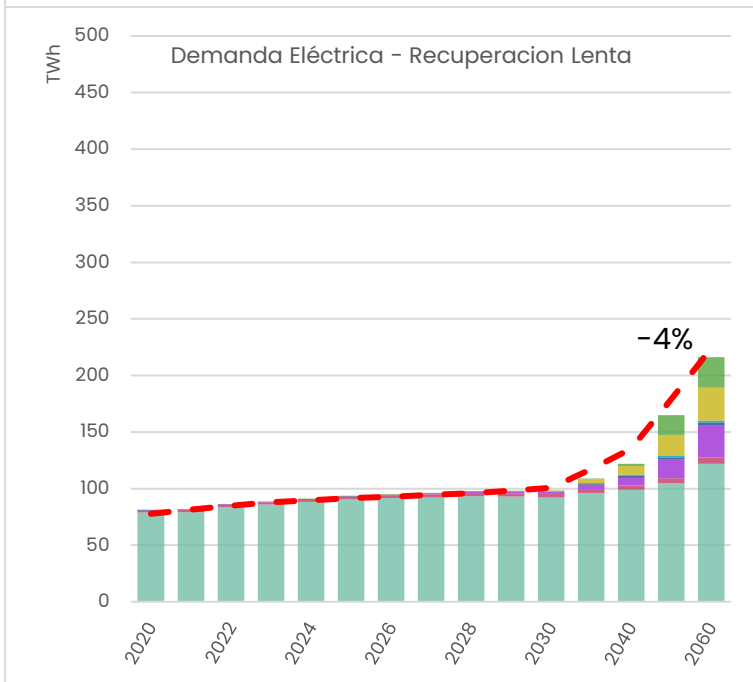
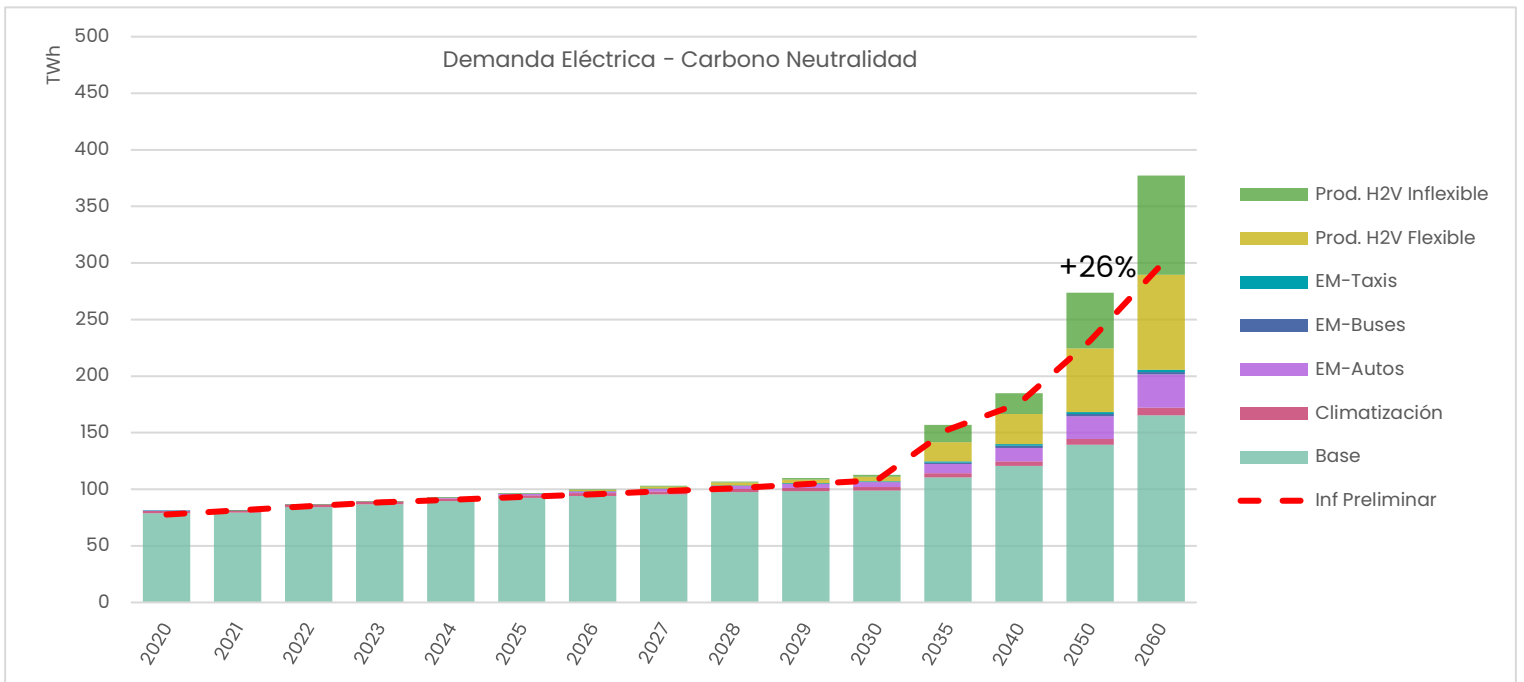


Por su parte, la proyección de la demanda contempla un crecimiento sostenido durante la década actual, influenciada por los consumos históricos. No obstante, a finales de la década comienza a visualizarse la irrupción de los nuevos consumos eléctricos que se promueven para alcanzar la meta de carbono 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.

Todas las actualizaciones implementadas para el Informe Final, marcan una diferencia en cada caso, donde para el escenario de Carbono Neutralidad, en este proceso se ve que la demanda eléctrica aumentó un 26% con respecto al informe preliminar, liderado principalmente por la inclusión de un mayor porcentaje de producción de hidrógeno conectado a la red, para fines de producción y en forma de amoniaco, donde para este escenario representa el un poco más del doble de demanda para el año.





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 toman mayor preponderancia toda vez que se va retirando el carbón e ingresan más energías renovables variables. En particular, para el escenario de Carbono Neutralidad se visualiza la instalación de unos 33 GW de energía solar fotovoltaica y eólica durante el decenio 2020 - 2030, y que vienen acompañados de aproximadamente 5 GW de almacenamiento para gestionar la variabilidad en la producción de energía proveniente de dichas fuentes renovables, lo que fortalece la necesidad de apoyar el desarrollo de estos proyectos en esta década, y en todas las tecnologías que aporten este atributo al sistema eléctrico.

Finalmente, hacia el final del periodo evaluado, para el escenario de carbono neutralidad, la infraestructura de generación necesaria para abastecer la demanda al 2060 es un 35% mayor, comparada con la que se tenía proyectada en el Informe Preliminar. Las principales causales son un sector productivo conectado a la red y con el propósito de exportar amoníaco, que incrementa la necesidad de tecnologías solar fotovoltaica, almacenamiento y eólica, y que en comparación al Informe Preliminar, ya no considera a la concentración solar de potencia, debido a la actualización de sus costos al alza.



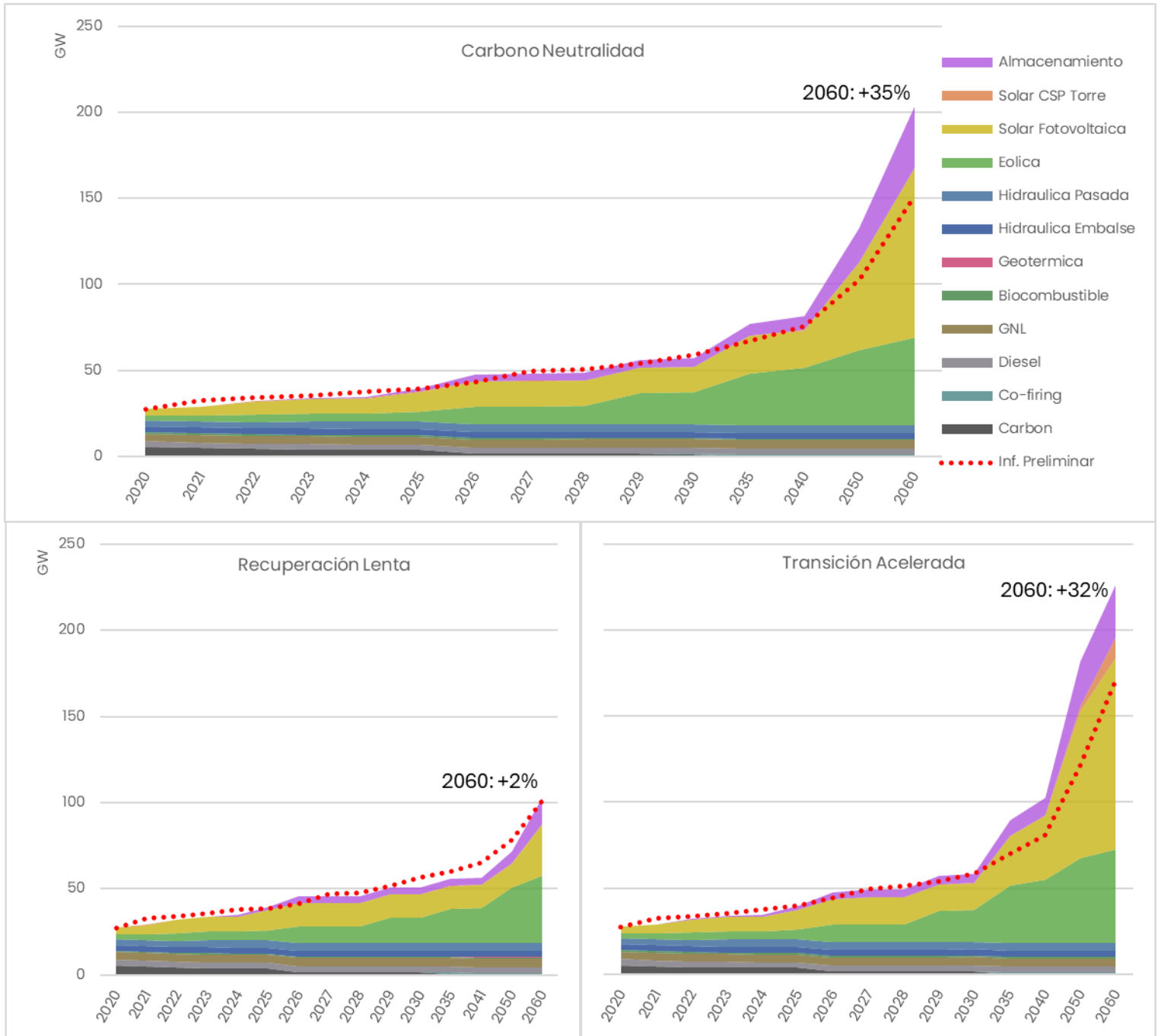
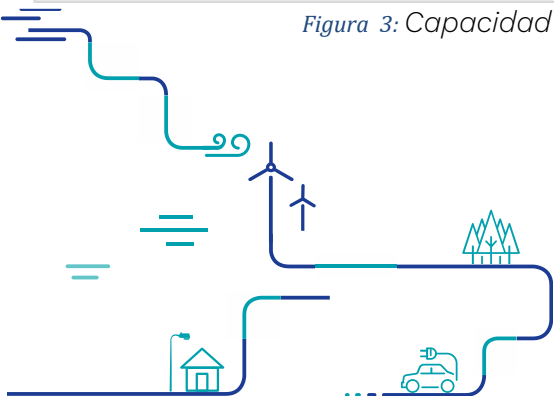


Figura 3: Capacidad instalada del SEN para los distintos escenarios.



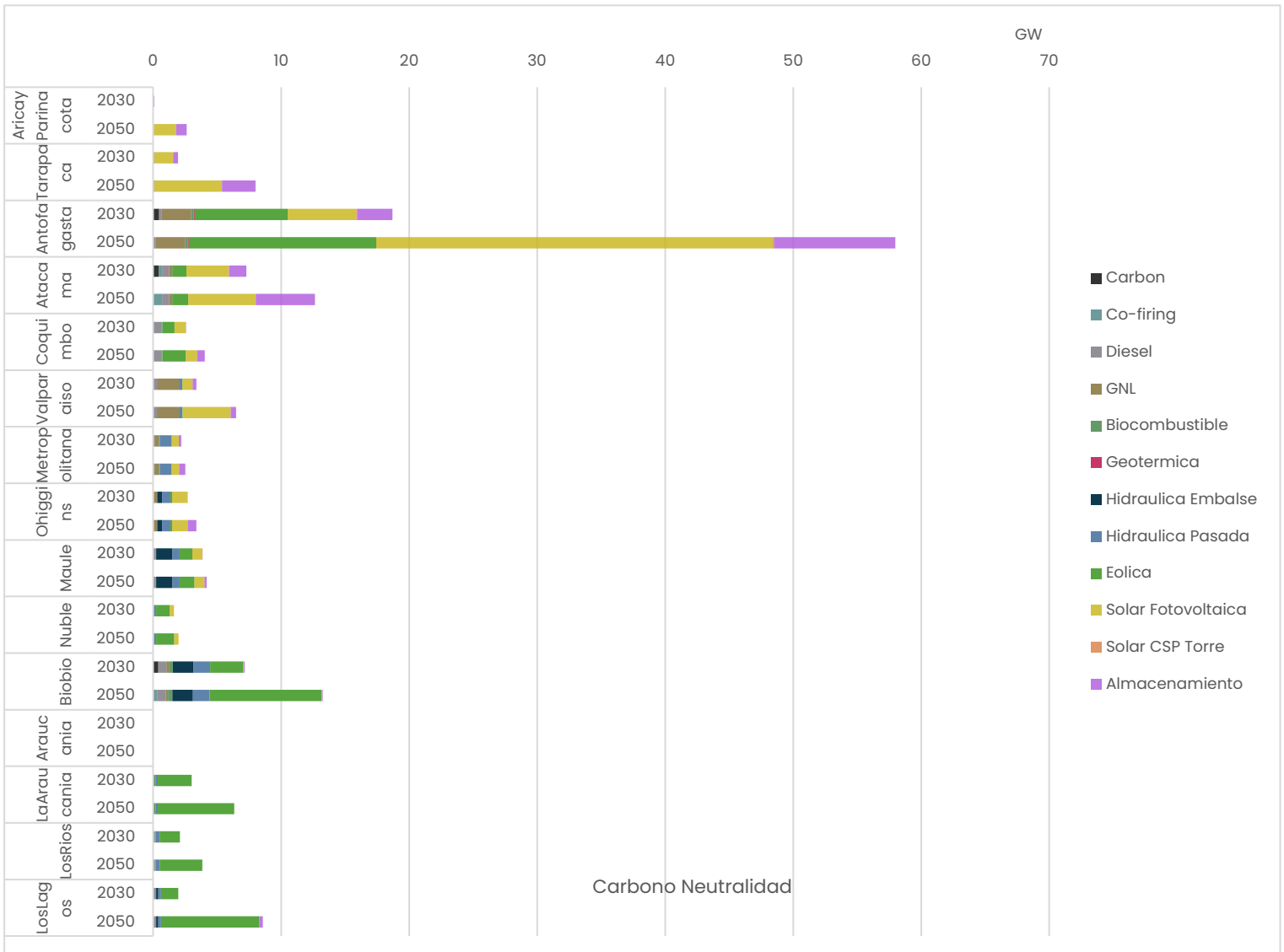
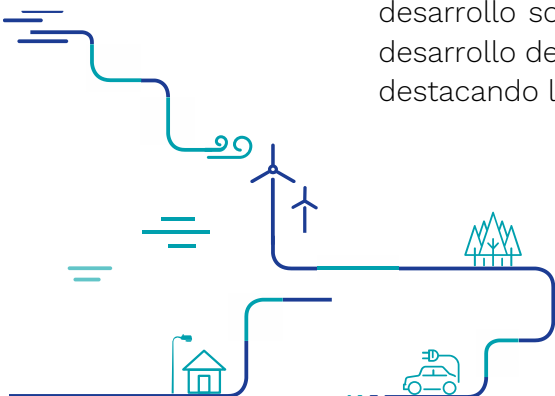


Figura 4: Capacidad instalada del SEN para el escenario de Carbono Neutralidad y región

Con respecto al desarrollo regional, hacia el año 2025, la Región de Antofagasta mantiene su rol de la región con mayor concentración de inversión en generación eléctrica, alcanzando la instalación de 60 GW al 2050, confirmando la necesidad de fomentar una organización territorial para habilitar un desarrollo sostenible del sector. Adicionalmente, se observa un aumento del desarrollo de generación en la zona sur, principalmente de la tecnología eólica, destacando la región del Biobío y los Lagos.



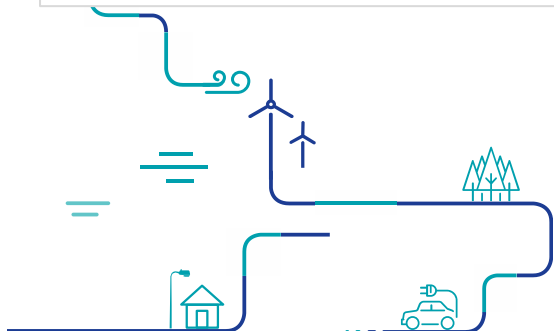
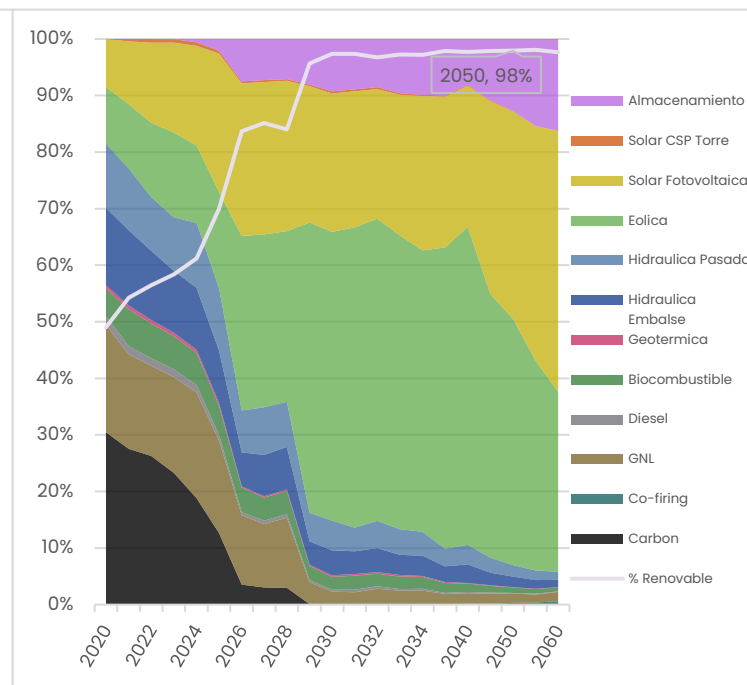
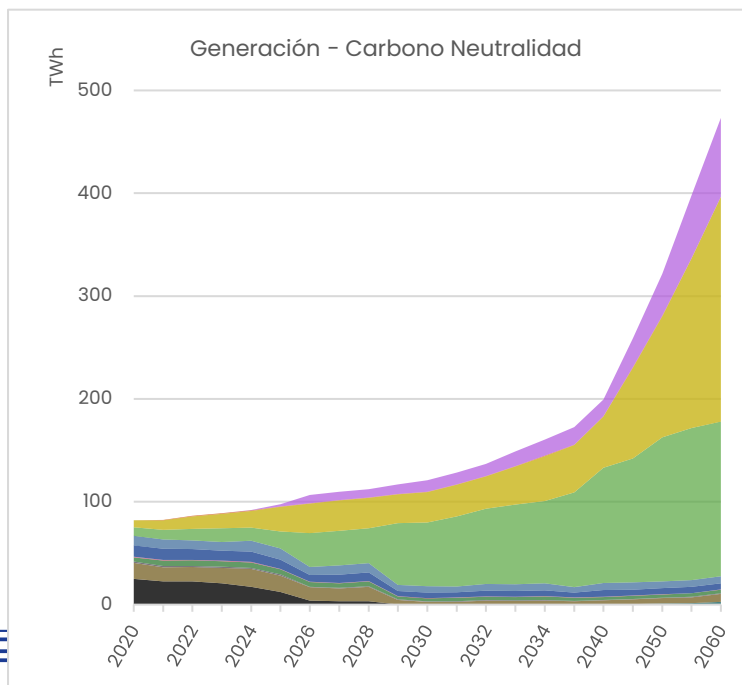
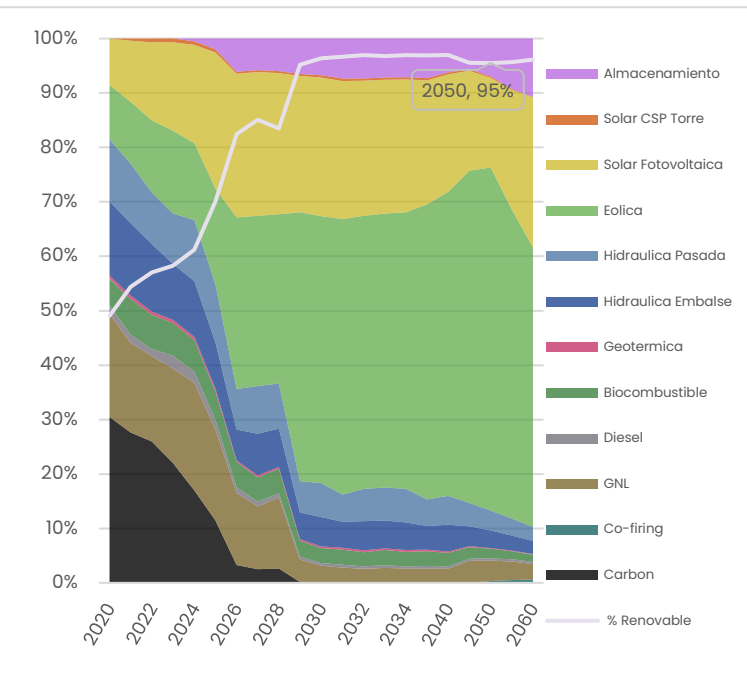
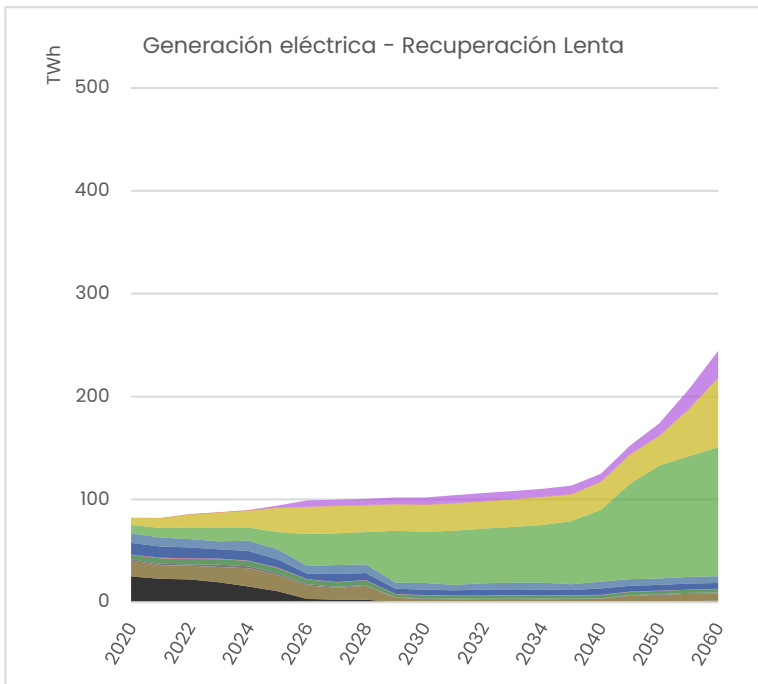
Generación eléctrica

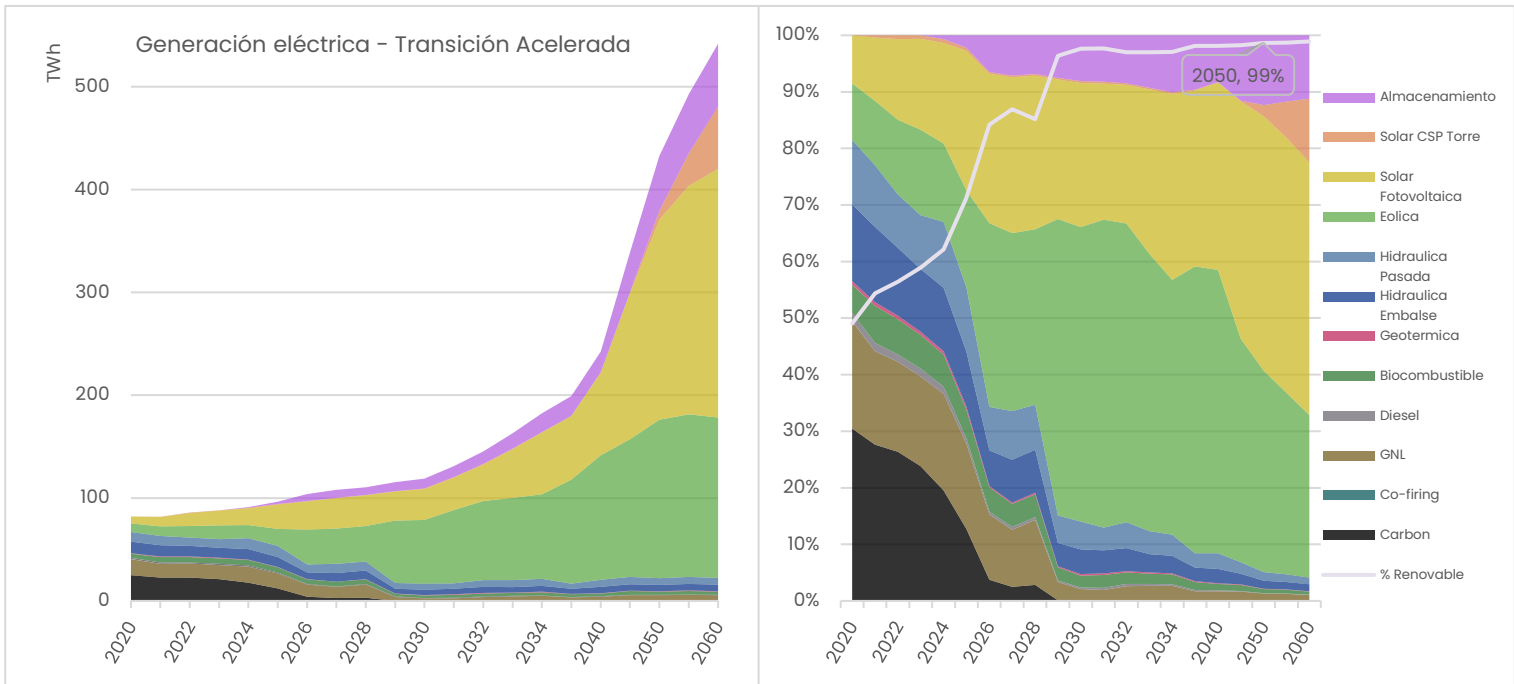
Se presentan las trayectorias de generación eléctrica por tecnología, tanto a nivel absolutos, como de participación porcentual.

El retiro de centrales a carbón, coincidente con una baja disponibilidad de afluentes a centrales hidroeléctricas inducida por el cambio climático, fomentan de forma anticipada -respecto a proyecciones anteriores de la PELP- la inserción de nuevas fuentes energéticas basadas en energía renovable variable, principalmente eólica y solar fotovoltaica, complementadas con almacenamiento basado en baterías.

Se identifica también cómo el gas asume un rol importante en la transición energética proveyendo soporte en los bloques nocturnos. Éste disminuye progresivamente su aporte en la medida en que aumenta la inserción de energía eólica, que permite desplazar su operación en bloques nocturnos. Este efecto se intensifica conforme el impuesto verde aumenta según los escenarios.







De la generación proyectada para los tres escenarios se encuentra que las fuentes renovables predominan por sobre otras tecnologías, como las fuentes térmicas, logrando ser más costo-efectivas en suplir la demanda. Esto está en línea con la tendencia de las nuevas inversiones en los últimos años.

Si bien se impone un máximo a las inversiones en generación durante los primeros años (hasta el 2025), y también se consideran solo refuerzos menores como alternativas de transmisión (hasta el 2035), de todas formas se produce un recambio hacia una matriz basada en fuentes renovables. Así, se alcanza una generación con un 90% de energías renovables en esta década, para todos los escenarios, condición que se mantiene hasta el 2060. Estos resultados, presentan el desafío de buscar mecanismos adicionales que permitan alcanzar la meta de un sistema eléctrico libre de emisiones, donde será el rol de nuevos combustibles limpios, el fomento de los mercados de servicios complementarios, y la valorización en la reducción de las emisiones, con el fin de lograr este cometido, tema que se ampliará en la sección 7.1 de este informe.



Curvas diarias de demanda y generación

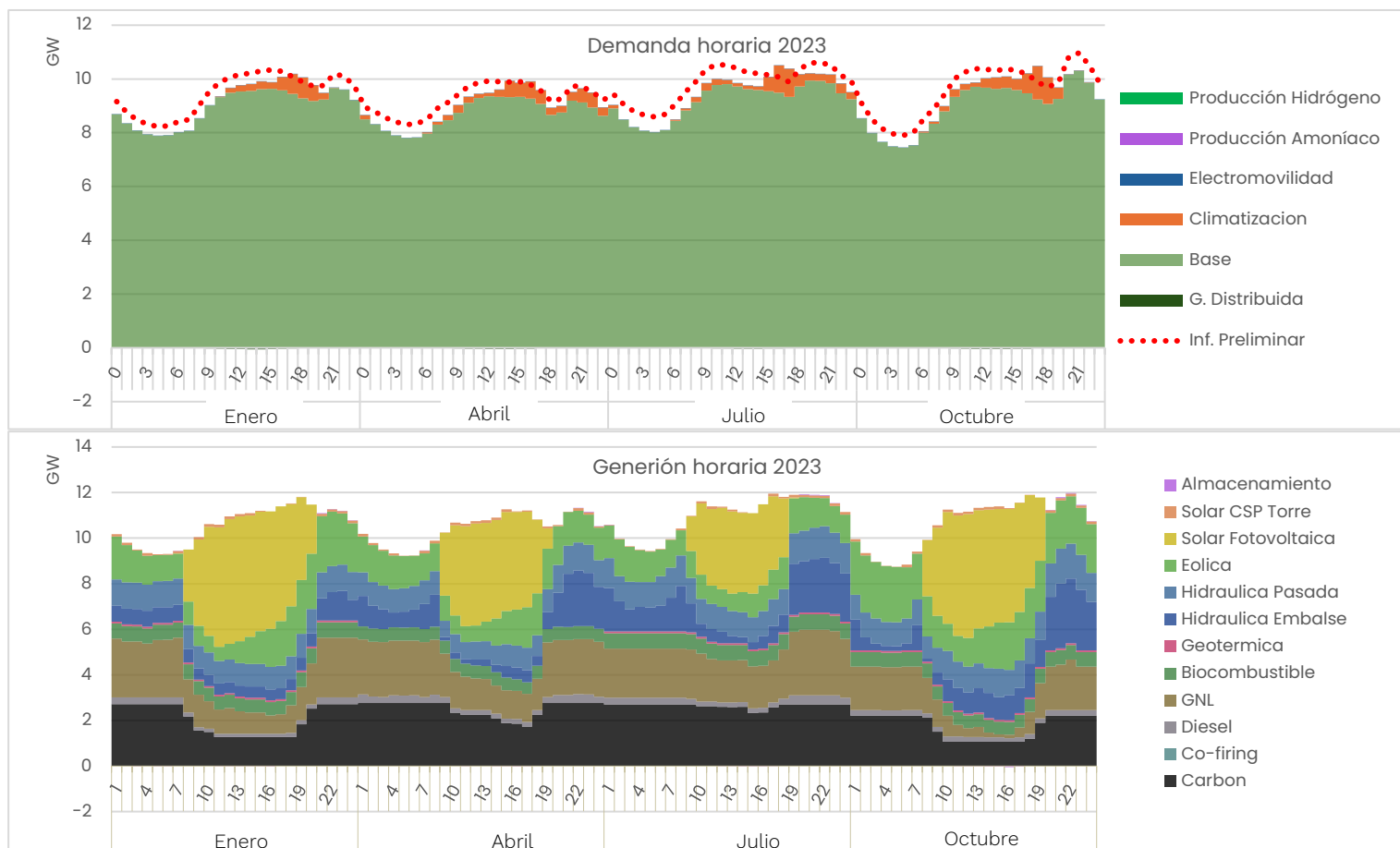
La operación diaria del sistema eléctrico cobra especial relevancia toda vez que se incorporan más energías renovables a la red, así como también, la aparición de más consumos eléctricos masivos como la climatización eléctrica y la electromovilidad. Lo anterior, sumado a la producción de hidrógeno verde conectada a la red también, introducirán un cambio en los perfiles de demanda total que se han observado a la fecha, estableciendo desafíos desde el punto de vista de la operación de la red eléctrica.

Bajo este contexto, es crítico que durante esta década se desarrolle 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 2023, 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.

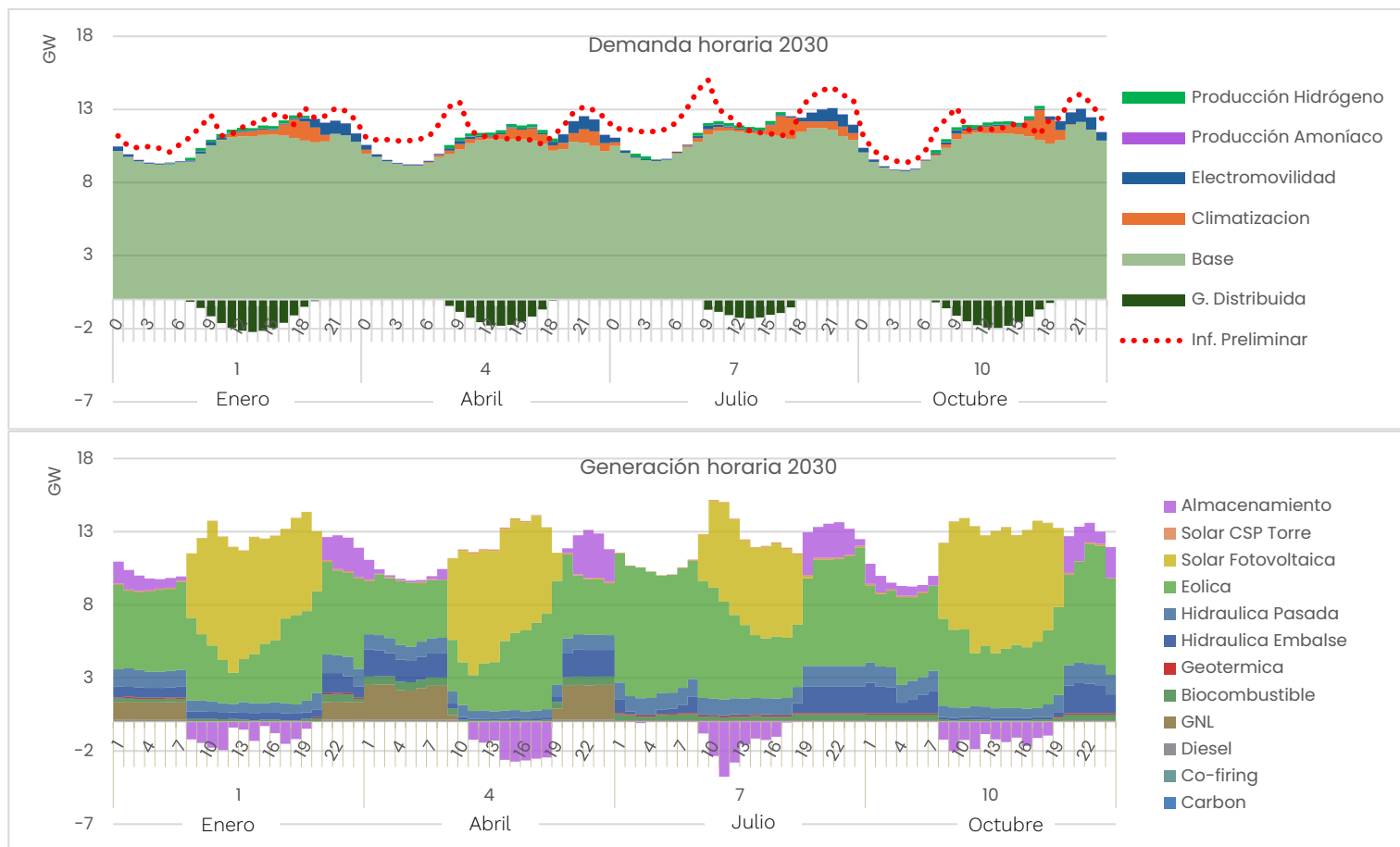
Cabe mencionar que la generación distribuida ha sido incorporada en la curva de demanda, con valores negativos, de modo tal que permita identificar el nivel de este tipo de generación y la curva de demanda resultante que debe abastecerse desde centrales generadoras de mediano y mayor tamaño.





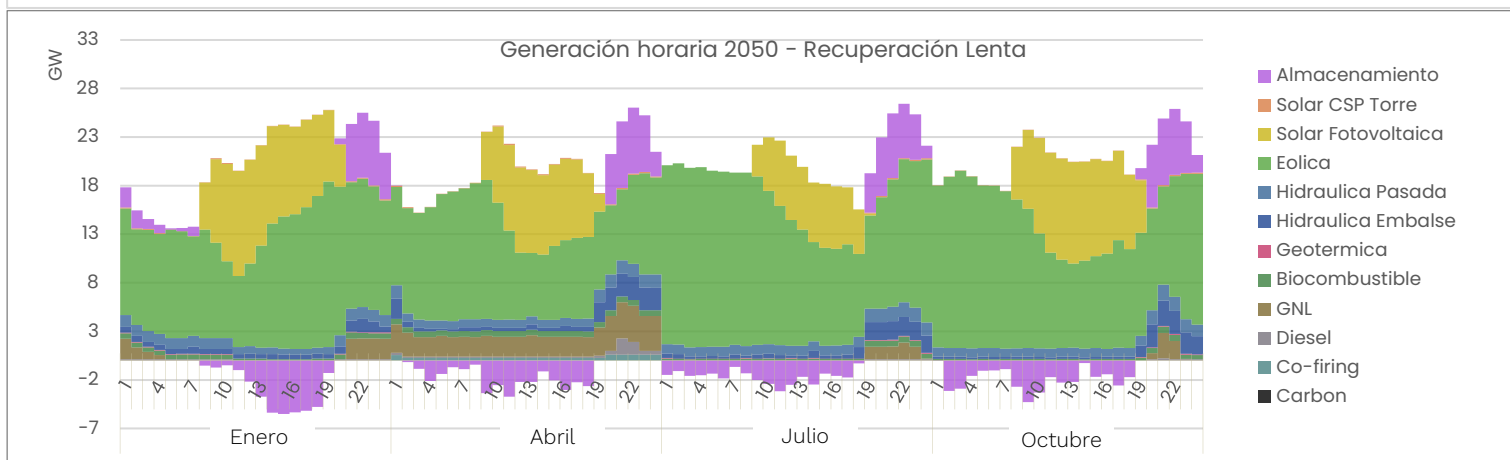
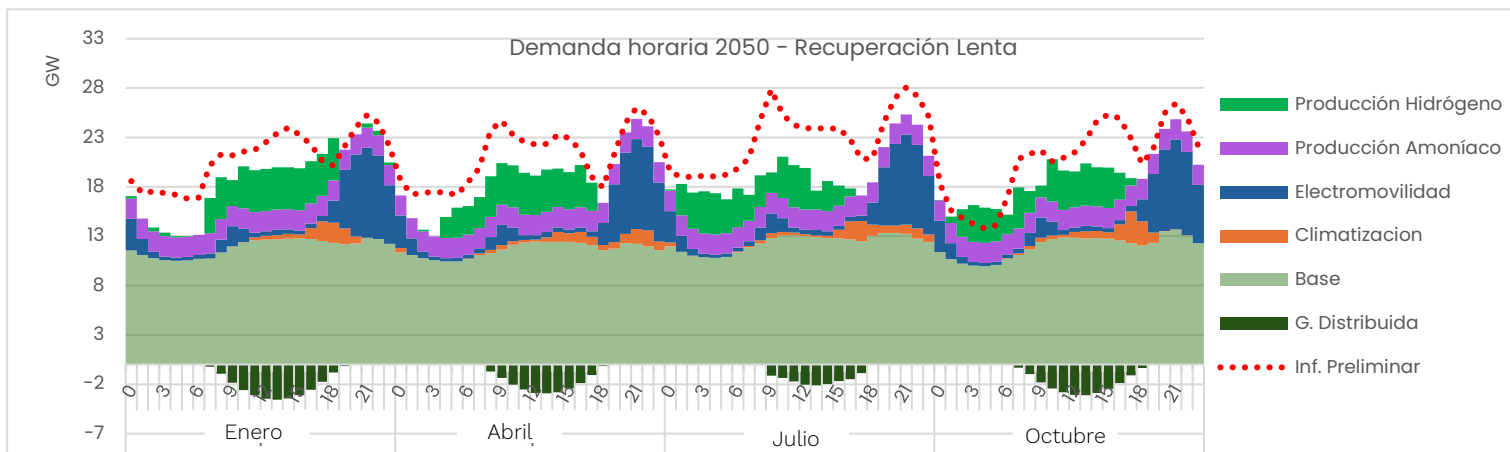
A modo de verificación del modelo y de sus supuestos, se muestra la demanda y generación donde se ve una diferencia clara entre cada estación del año, e incluso una diferencia entre las horas pico del sistema en el modelo para el año 2023. Este comportamiento se contrasta con los recursos energéticos disponibles para la generación eléctrica, y que marca una operación de mixta, marcada por el carbón y el gas natural, para la mayoría de los meses. De esta forma, el modelo evidencia el desplazamiento de combustibles fósiles, y que en el mes de octubre alcanza el valor máximo de participación renovable, llegando casi al 85% para unas horas al día, similar a lo visto en la operación real.



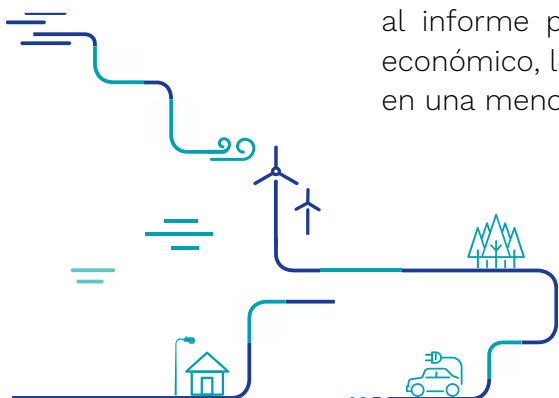


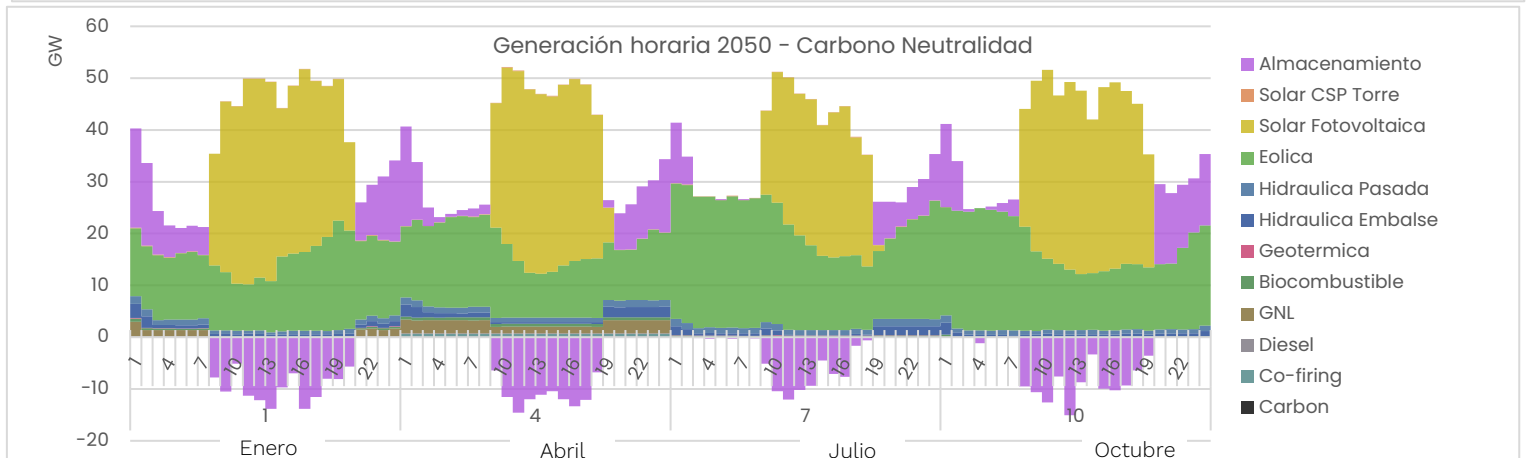
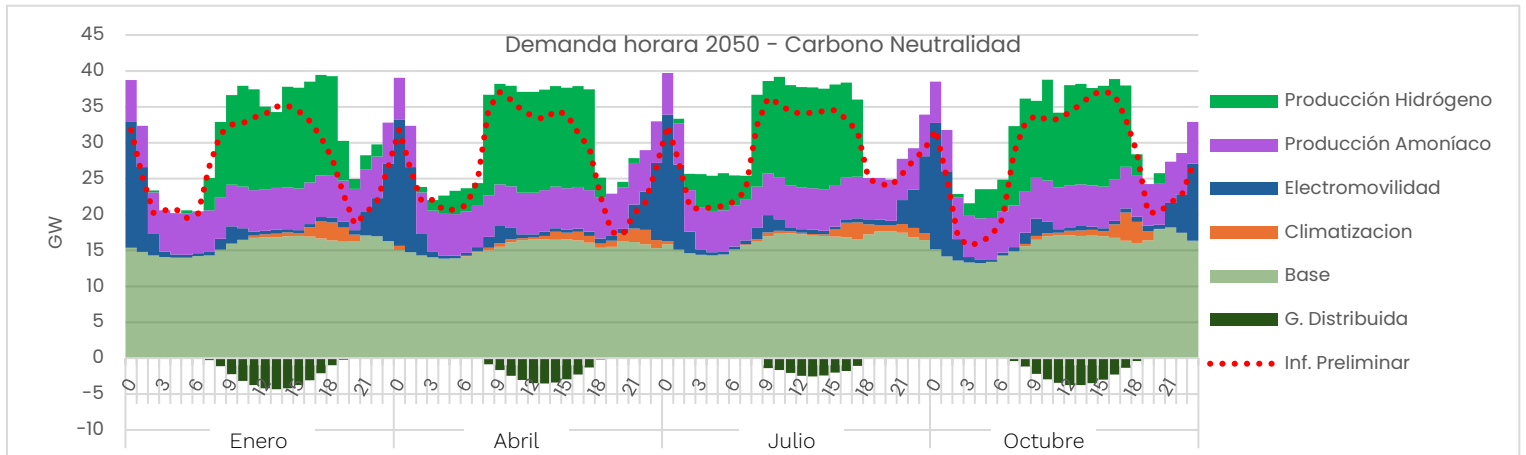
Los resultados del modelo muestran un comportamiento similar entre los escenarios hasta el 2030, y donde se destaca que a pesar de que el retiro del carbón sea implementado de forma diferente en cada caso, este es desplazado económicamente por las otras tecnologías. Este fenómeno se replica para el gas natural, que reduce su participación, pero que sigue siendo relevante en los momentos de mayor demanda del sistema, al igual que la inyección de los sistemas de almacenamiento. Adicionalmente se pueden observar las mejoras implementadas en el modelo de la demanda horaria, específicamente sobre el perfil de consumo de los buses eléctricos, de la producción de hidrógeno verde, y que implica una reducción en la necesidad energética en algunas horas en la mañana y en la tarde.





Como muestran los resultados de la demanda y generación horaria al 2050, la electromovilidad y la producción de hidrógeno verde para amoniaco, definen las horas de mayor estrés en el sistema desde el punto de vista de la capacidad. Adicionalmente, se puede observar en los gráficos anteriores que el almacenamiento permite abastecer gran parte de la hora punta, pero en el mes de abril, se ve participación constante del gas natural, incluso se llega a ver una pequeña generación diésel en la zona centro y sur del país. Cabe recordar que la diferencia vista entre los valores máximos de los gráficos de demanda y generación corresponden a las pérdidas consideradas en el modelo, esto es, un 3.1% de la demanda según cada bloque horario. Finalmente, en este escenario se ven los efectos de la actualización de los parámetros del modelo, respecto al informe preliminar; entre estos, destaca la reducción en el crecimiento económico, lo que finalmente se traduce una menor electrificación y por ende en una menor demanda.



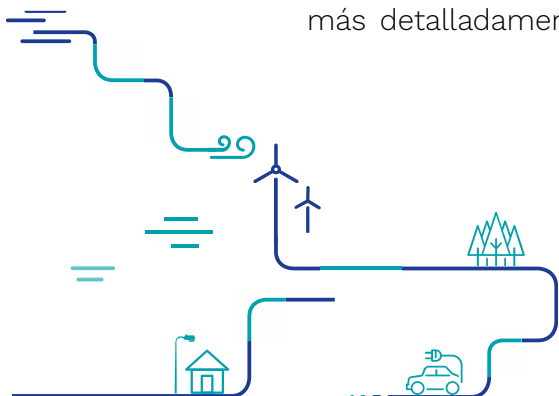


Para el escenario de carbono neutralidad, se asume un crecimiento importante de la producción de hidrógeno y amoníaco verde conectado a la red, lo que genera la incorporación de nueva infraestructura de generación eólica y fotovoltaica. Esta última se desarrolla juntamente con nueva infraestructura de almacenamiento, la cual es cargada durante los bloques solares y descargada en bloques nocturnos. Cabe destacar que en todos los escenarios las centrales hidráulicas consideran los mismos afluentes y, por tanto, el mismo potencial de generación.





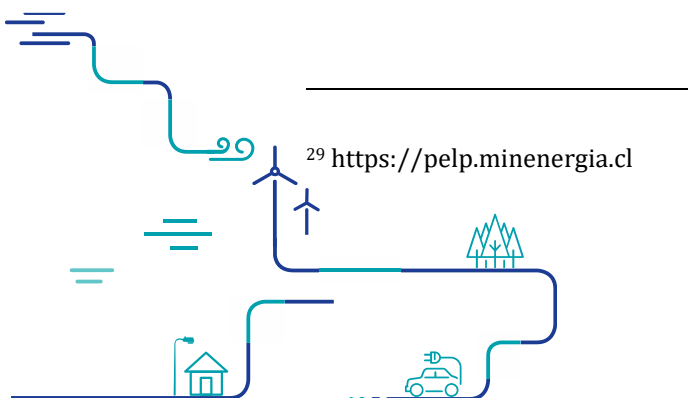
Finalmente, en el escenario de transición acelerada se acentúan las dinámicas observadas en el escenario de carbono neutralidad. Destaca particularmente la magnitud de la demanda para abastecer la producción de hidrógeno para amoniaco, con un valor relativamente constante durante el día. Además, y a diferencia del resto de los escenarios, en el escenario de transición acelerada destaca una leve aparición de la tecnología solar de concentración, o CSP, hacia el 2050. Este comportamiento es diferente a lo visto en el informe anterior, donde el mix tecnológico es reemplazado casi completamente por la combinación fotovoltaica con almacenamiento, siendo esto más económico que la tecnología CSP, bajo los supuestos analizados previamente. Finalmente, y de forma complementaria, para el 2060 se ve una participación del co-firing en la generación lo que se podrá observar más detalladamente en la plataforma del proceso de Planificación Energética de



Largo Plazo.²⁹

Del análisis de la operación diaria, bajo los tres escenarios, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La implementación de tecnologías de almacenamiento y medios de gestión de demanda será crítica para operar de forma segura el sistema debido a los nuevos consumos eléctricos asociados a la electromovilidad, y a la producción de hidrógeno verde. La figura de un operador eficiente en el segmento de distribución se torna fundamental, así como los incentivos efectivos para la adecuada 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, lo cual genera una atenuación del consumo horario, y por tanto una menor necesidad de infraestructura adicional.
- Naturalmente el sistema baja sus emisiones de forma relevante en la primera década, pero en el largo plazo, el gas natural continúa asumiendo un rol relevante abasteciendo la demanda, y solo en dos zonas del país.
- La producción de hidrógeno y amoníaco verde tiene implicancias en la inserción de más energías renovables variables, en particular solar fotovoltaica y del almacenamiento. Nuevas herramientas o metodologías que promuevan una mejor gestión en los grandes consumos eléctricos generan mejores condiciones para la operación segura de la red eléctrica y eficiencias en el uso de infraestructura.

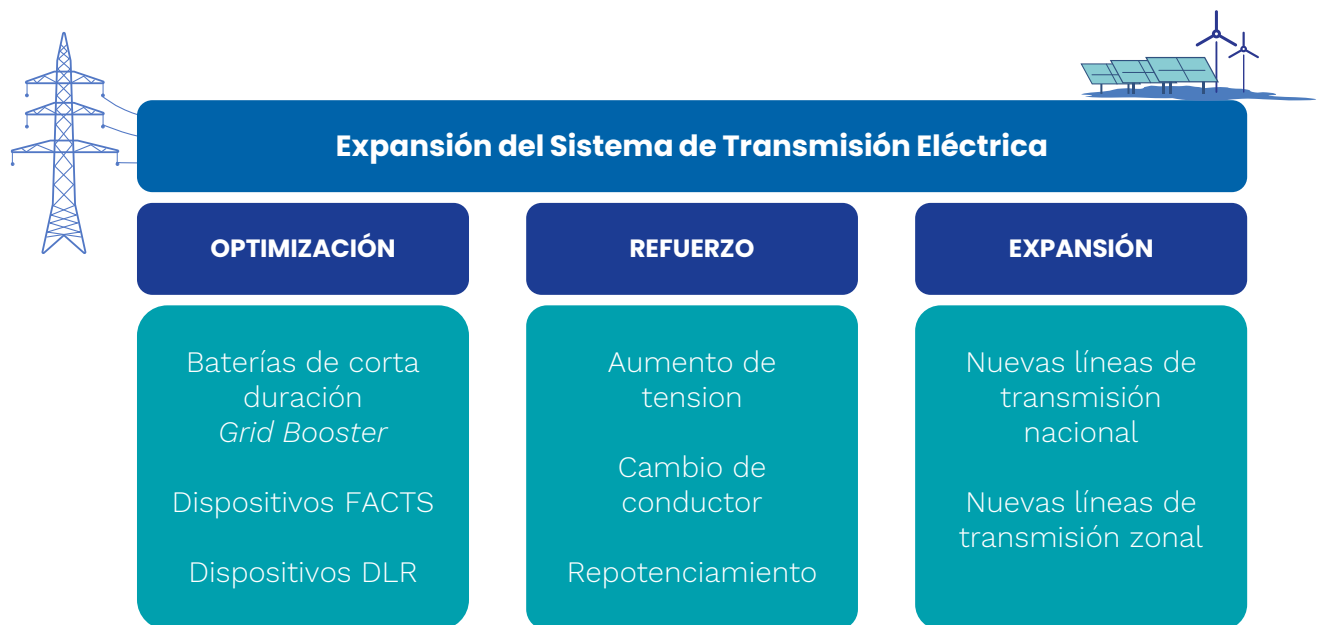


Desarrollo de la Transmisión

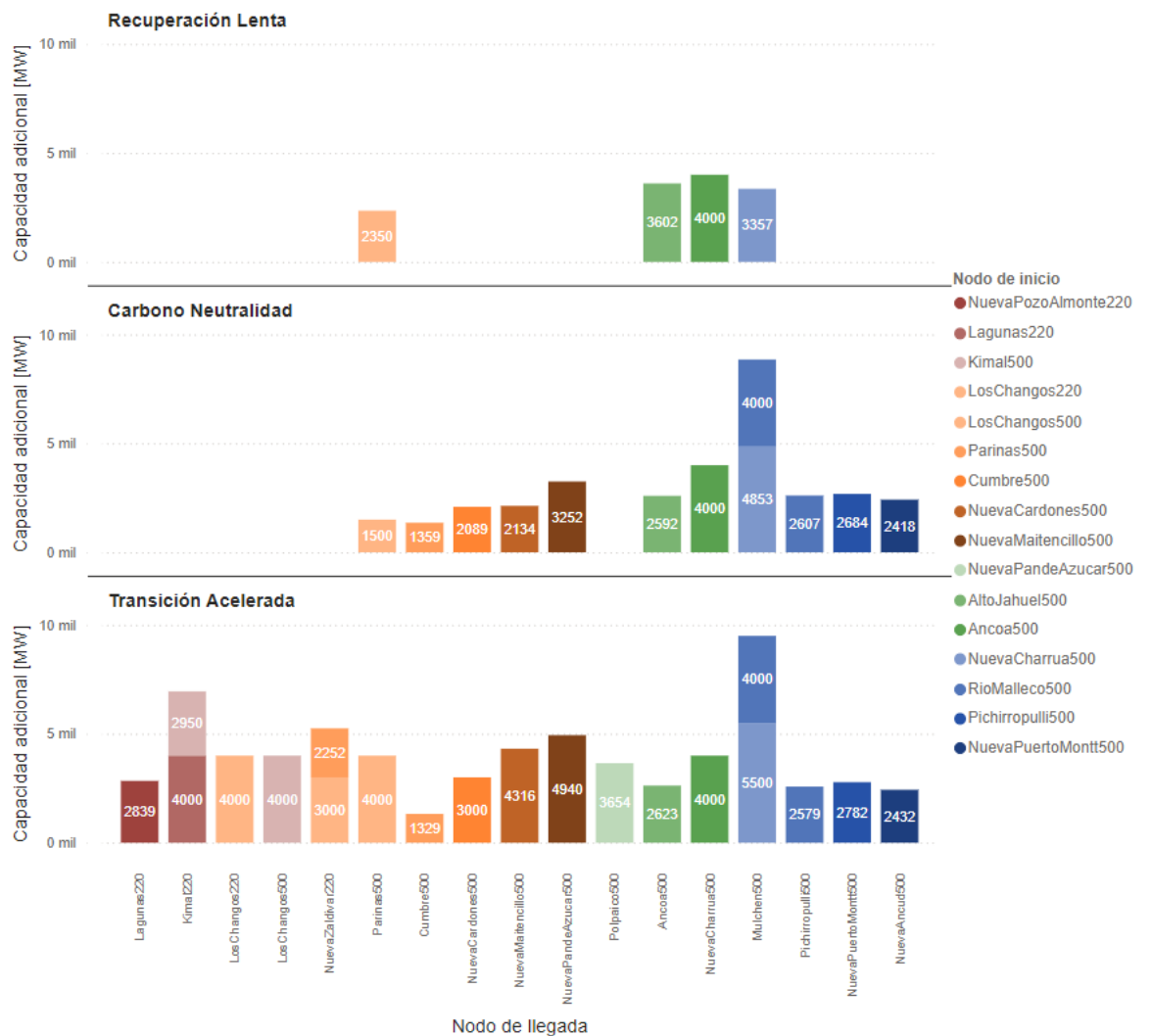
Para enfrentar los requerimientos de transmisión en el corto plazo, se deben considerar distintas tecnologías y alternativas para ampliar la capacidad de transmisión en los distintos corredores.

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.



Las inversiones en transmisión presentan una variación importante según el escenario, según se presenta en la siguiente figura, donde se indican las inversiones que al 2060 acumulan una capacidad igual o superior a 1000 MW entre los nodos indicados. Cabe notar que en esta figura los nodos conectados por nueva infraestructura de transmisión y/o ampliaciones están indicados en la leyenda (nodo de inicio) y en el eje X (nodo de llegada). Así, a modo de ejemplo, en el escenario de recuperación lenta, al 2050, existe un desarrollo acumulado desde Alto Jahuel hacia Ancoa, por 3602 MW, desde Ancoa a Nueva Charrúa por 4000 MW, y desde Nueva Charrúa a Mulchén por 3357 MW, mientras que en el Norte se desarrollan 2350 MW desde Parinas hacia Los Changos.



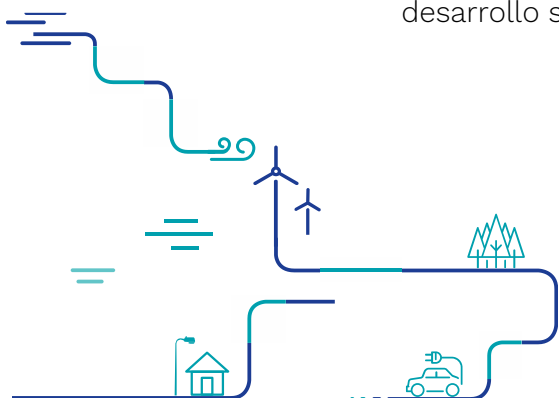
Este desarrollo en transmisión se intensifica en el escenario de carbono neutralidad con respecto al escenario de recuperación lenta, aumentando la capacidad de las líneas seleccionadas, y extendiendo el desarrollo de la transmisión más desde Mulchén hacia Nueva Ancud, y desde Parinas hacia Nueva Pan de Azúcar. En ambos casos la transmisión es acorde con el desarrollo de nueva capacidad de generación eólica, conectando estos recursos distribuidos en la zona Sur y en la zona de Parinas, con los centros de demanda del Centro. En el escenario de transición acelerada, además de intensificarse esta dinámica de abastecimiento de los centros de demanda con energía eólica, también existe un desarrollo importante de energía solar fotovoltaica en el Norte, con respecto a los escenarios de carbono neutralidad y recuperación lenta. Esta capacidad de generación solar fotovoltaica no solo abastecerá la demanda base, concentrada principalmente en el centro del país, sino también demandas emergentes, como la demanda para la producción de hidrógeno verde ubicada en la zona Norte.

Adicional a la definición de transmisión de largo plazo, se destacan las siguientes consideraciones que apoyarían el desarrollo adecuado de la red de transmisión:

1. Definición de **tramos del sistema que puedan incrementar su capacidad a través de soluciones de refuerzo**, y aquellos tramos que estén limitados por otros motivos, como estabilidad del sistema u otros. Estas soluciones serían un soporte a las obras de transmisión estructurales, como aquellas identificadas en la figura anterior.
2. Revisión de 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.



Estas obras de refuerzo, en conjunto con las necesidades de transmisión identificadas para el mediano y largo plazo, permitirán la definición de un plan de transmisión capaz de lograr los objetivos de política pública establecidos en los Escenarios Energéticos, tales como la carbono neutralidad y el desarrollo sostenible.



Interconexiones energéticas internacionales

Las interconexiones internacionales permiten fortalecer la seguridad en el suministro eléctrico y de combustibles entre países, promoviendo el uso eficiente y sinérgico de los recursos disponibles, mediante el intercambio bidireccional bajo un ambiente de cooperación y de integración, pensando en el bien público y privado de los países involucrados. Estos intercambios de energía permiten ahorrar costos, desarrollar complementariedad energética y sin duda, reforzar las relaciones internacionales con los países vecinos.

Bajo este contexto, es que el Ministerio de Energía trabaja continuamente en avanzar en este objetivo con acciones y medidas de corto, mediano y largo plazo, y que es coherente con la LGSE referente a la responsabilidad de la PELP de revisar e incorporar este aspecto dentro de sus análisis.

Interconexión eléctrica

Chile, a través del Ministerio de Energía, participa en distintas iniciativas que promueven la integración eléctrica regional, como lo son el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y el Sistema de Integración Energética de los Países del Cono Sur (SIESUR). En el marco de estas iniciativas se han desarrollado diversos estudios para avanzar en la integración eléctrica de sus países miembros. En el caso de Chile, se realizó un primer estudio en 2013, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para evaluar opciones de interconexión con Perú. Dicho estudio evaluó dos alternativas con beneficios económicos de interconexión entre ambos países, una en 500kV y otra en 220kV. Posteriormente se realizaron dos actualizaciones del estudio, en 2015 y 2019, profundizando en la línea de 220kV entre Tacna y Arica, que arrojaron nuevamente beneficios económicos.

Por otro lado, en 2023 se culminó una primera fase del estudio que evalúa alternativas de interconexión entre Chile y Bolivia, y que se espera retomar en 2025.

Dadas las conclusiones de los distintos análisis y, con el fin de avanzar en las habilitaciones necesarias para materializar proyectos de interconexión eléctrica, es que Chile inició formalmente en 2024 un proceso para avanzar en la armonización regulatoria con el SINEA, buscando la compatibilidad operacional y comercial con Perú y otros países de la iniciativa. En esa línea, actualmente está en proceso la negociación con la Comunidad Andina (CAN) para poder adoptar la Decisión 816 y respectivos reglamentos, los cuales definen el marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad de los países miembros. A su vez, se está culminando un estudio, financiado por el BID, para abordar los aspectos de la regulación chilena que debieran ser modificados para que ésta sea consistente con la Decisión CAN, así como



recomendaciones que permitan facilitar la realización de intercambios internacionales de energía eléctrica.

A raíz de los avances en materia regulatoria, se decidió también, en conjunto con Perú, iniciar una actualización de los estudios energético - económicos para la interconexión Tacna-Arica en 220kV en el año 2024, trabajo que está llevando a cabo el BID. Posteriormente, se procederá a actualizar los estudios eléctricos, y a realizar un estudio socioambiental.

En lo que respecta proyectos operativos, Chile tiene en la actualidad una sola interconexión eléctrica activa que corresponde a Andes (Chile) - Cobos (Argentina), interconexión de interés privado. La modalidad de intercambio de electricidad es por medio de excedentes cuando existe una oportunidad económica. La operación de la línea se realiza en modo isla, por lo que los sistemas eléctricos se mantienen aislados mientras se lleva a cabo el intercambio. La capacidad del flujo se definió técnicamente de forma tal que, durante el día, el intercambio se realiza desde Chile hacia Argentina con una capacidad máxima de 80 MW, mientras que, durante la noche, el flujo es desde Argentina hacia Chile con una capacidad de 200 MW. Esta configuración ha permitido que Chile sea capaz de exportar los excedentes solares de la zona norte hacia Argentina, los cuales de lo contrario hubiesen sido vertidos.

Sin perjuicio de lo anterior, existen varias iniciativas tanto exploratorias como de interés declarado por diferentes empresas privadas, las cuales están evaluando proyectos de interconexión con países como Perú, Bolivia y Argentina.





Interconexión Perú - Chile

- Se han realizado estudios de interconexión financiados por el BID en el marco del SINEA.
- Mesa de trabajo entre las delegaciones técnicas de ambos países, coordinada por el BID.
- En proceso de actualización de estudios para interconexión Tacna-Arica, y en desarrollo trabajo para la armonización regulatoria con la CAN.



Interconexión Bolivia - Chile

- Se han realizado estudios financiados por el BID para analizar soluciones de interconexión que podrían ser variables.
- Parte de los resultados preliminares relevan complejidad de llevar a cabo interconexión por rutas analizadas.
- Inicio de segunda fase de estudio en 2025.



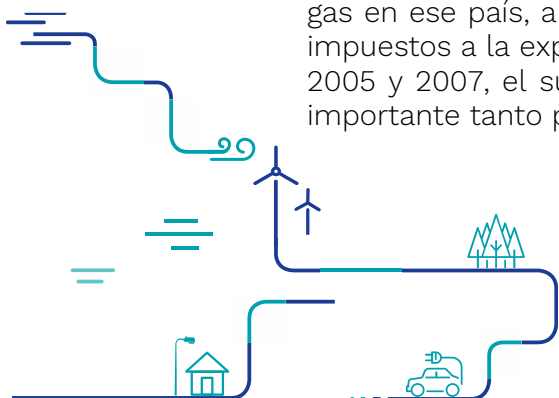
Interconexión Argentina - Chile

- Andes - Cobo / AES ANDES: es la única interconexión eléctrica operativa en Chile, que se extiende por 409km de 345kV, con funciones desde los años 90's. Se detuvieron los intercambios entre 2015 y 2017 por requerimientos de seguridad para la interconexión SING y SIC, volviendo a funcionar en 2022.
- Ancoa - Río Diamantes / ENEL: es una iniciativa de interconexión que contempla una línea de 314km en 500kV con una capacidad de 735MW. Se han mantenido reuniones entre la empresa, la CNE y el Ministerio de Energía para retroalimentar los estudios y los pasos para avanzar en la materia.

Interconexiones de gas natural

En términos de interconexión gasífera, durante la primera mitad de la década de los 90, el gas argentino se había transformado en una alternativa atractiva para la generación eléctrica y el sector industrial. La firma del protocolo de integración gasística con Argentina en 1995 trajo consigo una serie de ductos internacionales e inició una dependencia chilena del gas natural importado.

Sin embargo, en 2004, Chile sufrió la llamada "crisis del gas", por cuanto Argentina comenzó a restringir la oferta de gas natural a Chile, con el objetivo de priorizar el abastecimiento del mercado interno argentino ante la insuficiencia de la oferta de gas en ese país, a lo que se sumó que Argentina comenzó a aplicar e importantes impuestos a la exportación de gas que sí llegó a Chile. A raíz de esto, entre los años 2005 y 2007, el suministro a Chile se redujo al mínimo, lo que creó un problema importante tanto para centrales generadoras que tenían programada su producción



de electricidad considerando las importaciones de gas argentino, además de las restricciones de suministro para los segmentos residencial, comercial e industrial.

Frente a esto, varias empresas chilenas (tanto públicas como privadas) comenzaron a trabajar en conjunto para construir terminales marítimos de regasificación de gas natural licuado (GNL) para evitar así la dependencia hacia el gas argentino y, de este modo, poder importar gas natural desde otros países.

Sin perjuicio de lo anterior, en la actualidad existen 7 gasoductos habilitados entre Chile y Argentina, los cuales comenzaron sus importaciones en el año 1997, generándose un peak en el año 2004. Las regiones que disponen de conexión son Antofagasta, Metropolitana, Biobío y Magallanes, sin embargo, muchas de ellas no están siendo utilizadas de manera permanente.

En junio de 2022, Chile y Argentina acordaron el intercambio energético de gas hasta septiembre de 2023, acordando Argentina exportar gas natural a Chile, abasteciendo al Gaseoducto del Pacífico que abarca las regiones de Ñuble y Biobío, cubriendo las ciudades de Chillán y Concepción. Lo anterior se traduciría en 300.000 metros cúbicos de gas natural que ingresarían diariamente durante dicho período de tiempo. Junto con lo anterior, se lanzó una licitación para que las empresas argentinas provean de 4 millones de metros cúbicos diarios de gas natural desde la cuenca neuquina a Chile.

Durante 2023 se retomaron las Mesas de Trabajo de Hidrocarburos con Argentina, en las cuales se trataron, entre otros temas: capacidad de transporte, infraestructura, homologación normativa, transferencia de conocimientos e intercambios de gas, mientras que en 2024 se han realizado dos reuniones y se espera realizar una tercera antes del término del año. En dichas instancias se acordó continuar con la agenda propuesta entre ambos países, principalmente en lo que respecta a intercambios de gas a través de exportaciones de gas natural desde Argentina a Chile, a las perspectivas de desarrollo de infraestructura en Argentina, al cambio de especificaciones de gas natural en ambos países, y a otros frentes de integración.

En materia de cooperación regional, se destaca el trabajo que se está llevando a cabo en el marco de MERCOSUR, Bolivia y Chile, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco de Desarrollo de América Latina – CAF, para iniciar estudio que evalúa alternativas de infraestructura para optimizar la integración gasífera regional.

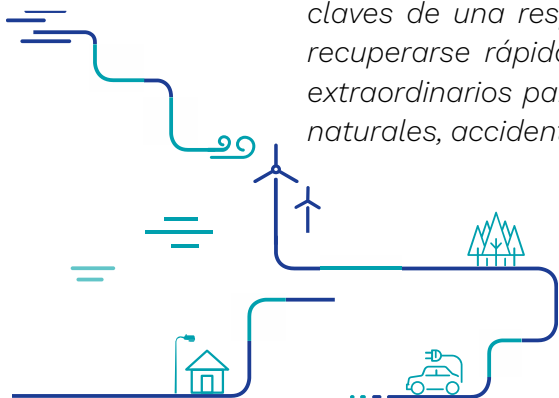


5.11 Análisis de Resiliencia

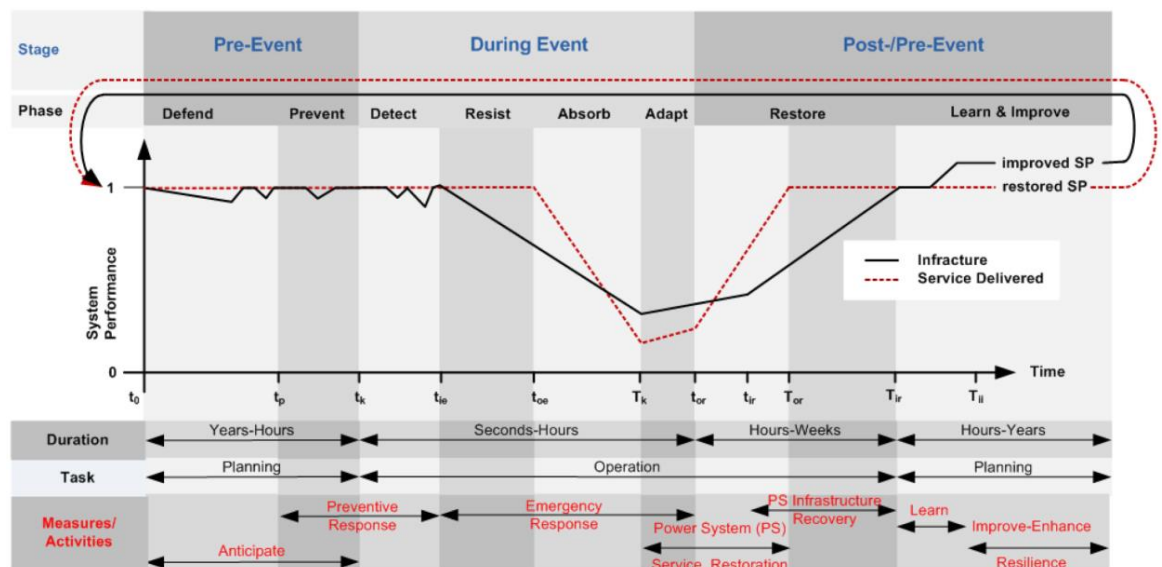
Marco y concepto de resiliencia

Los sistemas energéticos son sistemas complejos sujetos a vulnerabilidades de distinto origen y magnitud. En el último tiempo, fenómenos como el cambio climático han ampliado el alcance con que típicamente se analizaba la vulnerabilidad de los sistemas energéticos, pasando de un enfoque basado en la seguridad y confiabilidad a un enfoque que también analiza la resiliencia de estos sistemas. Así, se ha pasado de estudiar principalmente amenazas de alta probabilidad y bajo impacto a incluir además amenazas de baja probabilidad y alto impacto. Entre estas últimas podemos encontrar amenazas de causa natural, tales como terremotos y ráfagas de viento, así como amenazas de causa antrópica como accidentes o ciberataques.

Dado el alcance y la relevancia del concepto de resiliencia para la planificación de infraestructura de largo plazo, el concepto de resiliencia ha sido estudiado por organismos que informan a tomadores de decisión, tales como el IPCC que define resiliencia como la "capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales de afrontar un suceso, tendencia o perturbación peligrosa respondiendo o reorganizándose de modo que mantengan su función esencial, su identidad y su estructura, y conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación". Esta definición es compatible con la definición adoptada en la Ley Marco de Cambio Climático, que define "resiliencia climática" como la "capacidad de un sistema o sus componentes para anticipar, absorber, adaptarse o recuperarse de los efectos adversos del cambio climático, manteniendo su función esencial, conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación". Sin embargo, el estudio del impacto de fenómenos de baja probabilidad y alto impacto en sistemas energéticos, particularmente en infraestructura eléctrica, requiere de definiciones más acotadas al funcionamiento de estos sistemas. Es por esto que en la PELP el concepto de resiliencia utilizado corresponde al definido por un Task Force de la rama PES de la IEEE para la resiliencia de sistemas de potencia, entendiendo esta como la *"capacidad para limitar la extensión, impacto sistémico y duración de la degradación con miras a mantener servicios críticos posterior a un evento extraordinario. Las habilitantes claves de una respuesta resiliente incluyen la capacidad para anticipar, absorber, recuperarse rápidamente de, adaptarse a, y aprender de tal evento. Los eventos extraordinarios para un sistema de potencia pueden estar causados por amenazas naturales, accidentes, fallas de equipos, ataques físicos deliberados y ciber-ataques"*.



Esta definición de resiliencia destaca no solo cómo las amenazas pueden generar degradación de la infraestructura, sino también degradación del servicio provisto por dicha infraestructura. Esto se presenta en la siguiente figura, la cual ilustra la respuesta de la infraestructura (en línea color negro sólida) y del servicio provisto (en línea color rojo punteada) frente a un evento extraordinario. En este diagrama se ilustran las distintas etapas y fases, junto con su escala de tiempo característica, a lo largo de la respuesta resiliente y la preparación para ésta. Además, se presentan las tareas y medidas correspondientes para anticipar, absorber, recuperarse rápidamente del evento, y adaptarse y aprender de éste.



Esta sección aborda la resiliencia de la infraestructura propuesta por el modelo eléctrico de la PELP en cada Escenario Energético. En ese sentido, las soluciones encontradas por el modelo eléctrico de la PELP, además de ser óptimas desde el punto de vista tecno-económico, deben ser resilientes a variaciones en las variables modeladas. Luego, y siguiendo con la definición de resiliencia provista por la IEEE, en esta sección se estudian aproximaciones para abordar la capacidad de las expansiones del modelo eléctrico de la PELP para limitar la extensión, el impacto sistémico, y duración de la degradación de la operación frente a variaciones en los afluentes renovables, particularmente hidráulica y eólica. Para esto se desarrolla un modelo de operación del sistema eléctrico, que considera como input las inversiones en generación y transmisión indicadas por el modelo de largo plazo. Así, se analiza la operación para un año representativo en el mediano plazo (año 2030), variando los perfiles eólicos e hidrológicos y analizando las holguras que el sistema dispone



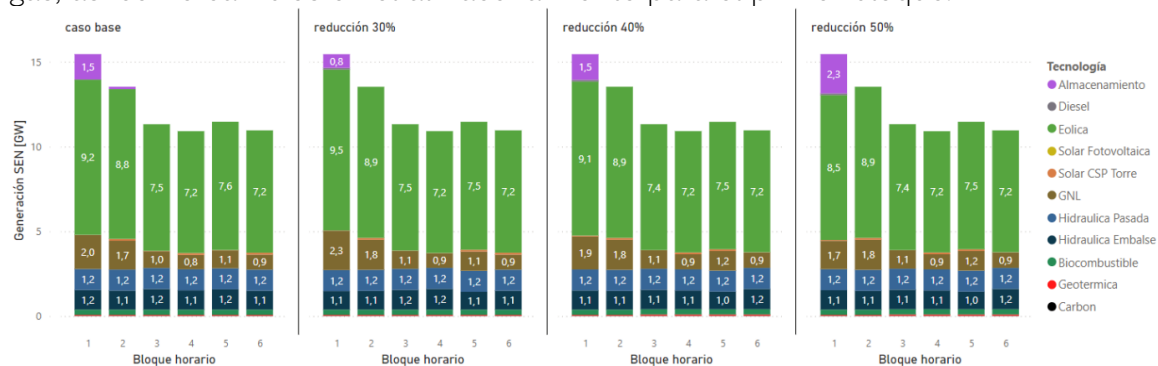
bajo estas circunstancias.

Caso de corto plazo: Holgura bajo una reducción eólica en el norte

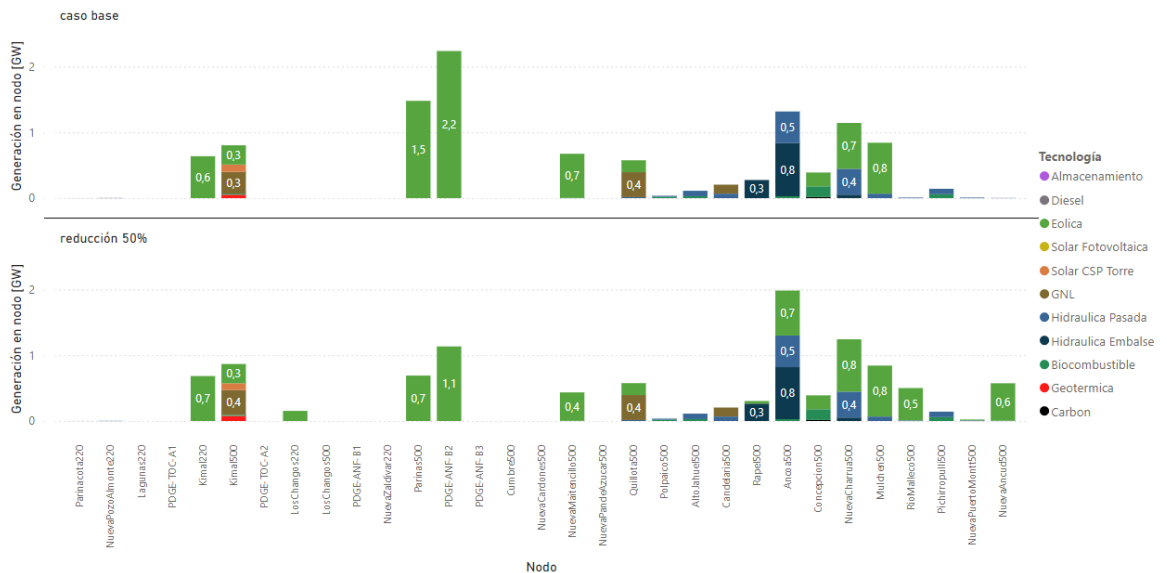
Las variaciones en los perfiles eólicos se simularon en forma local, para aquellos nodos más críticos. Para esto, se definió un indicador que permitiera identificar nodos con altas concentración de energía renovable variable en relación con la demanda del sistema. Así, el indicador de concentración de generación se define como el cociente entre la generación de una determinada tecnología y la demanda del sistema, a nivel horario. Al aplicar dicho indicador a los resultados se encuentra que, al año 2030, la zona de Parinas y el polo de desarrollo B2, son los nodos con mayor concentración de generación, particularmente generación eólica, en parte dado por su alta capacidad, del orden de 5600 MW en el escenario carbono neutralidad.

Para estudiar las holguras que dispone el sistema frente a posibles variaciones, se estudió el efecto de una reducción de los afluentes eólicos en estos dos nodos, pasando de 30% a 50% de reducción en intervalos de 5%. Para la elección del mes en que aplicar esta reducción, se tomó como criterio aplicarla en un mes con la menor disponibilidad de afluentes hidrológicos, que para el año 2030 y la serie hidrológica con cambio climática usada, corresponde al mes de agosto. Para la elección de los bloques horarios en que aplicar esta reducción, se utilizó como criterio que fueran bloques con baja disponibilidad de almacenamiento, por tanto, se utilizaron bloques de la madrugada, donde las baterías para almacenamiento intradiario habrían sido ya descargadas durante las horas punta del día anterior. Así, la reducción de los afluentes eólicos fue aplicada en los primeros siete bloques de la madrugada de un día representativo de agosto del 2030.

A nivel del sistema, la infraestructura propuesta al 2030 es capaz de acomodar la reducción del afluente eólico sin alterar significativamente el despacho obtenido. Esto se presenta en la siguiente figura, donde la principal diferencia que genera la reducción del afluente eólico es un leve aumento en el despacho de generación a gas, así como cambios en el almacenamiento para el primer bloque.



Al analizar la diferencia por nodos, se aprecia una redistribución de la generación, donde el sistema utiliza en parte generación eólica disponible en la zona Centro y Sur (desde Ancoa al Sur) para compensar la baja del afluente renovable en el Norte, como se indica en la siguiente figura, que compara el caso base con el caso con una reducción del 50% en el afluente eólico, para el cuarto bloque de la madrugada.



Considerando que el sistema tiene la capacidad para acomodar cambios importantes en el perfil de generación, los cuales superan la magnitud de las contingencias típicamente estudiadas, como la desconexión de una unidad de gran tamaño, se considera que la expansión del sistema es poco vulnerable frente a eventos de reducción del afluente eólico, en contingencias como la estudiada.

Este cambio en la generación es posible en la medida en que no existan congestiones que impidan la inyección de la generación eólica proveniente desde el Centro y Sur, relevando así la importancia de contar con un sistema de transmisión que admita holguras en su operación para abastecer contingencias dadas por la variabilidad de los perfiles renovables y la concentración de generación. Asimismo, este análisis cobrará mayor importancia en la medida que se considere una mayor concentración de energía renovable variable y mientras mayor sea dicho aporte.



Caso de corto plazo: Niveles de inercia frente a hidrologías con cambio climático

Se estudió la respuesta del sistema frente a la variación de la hidrología. En este sentido, se estudió cómo varía la respuesta de inercia al considerar distintos modelos de cambio climático para la estimación del caudal afluente. Cabe mencionar que, si bien se evalúa una cantidad amplia de modelos (34 modelos climáticos), todos éstos se basan en el escenario RCP 8.5, correspondiente a una hidrología seca.

Para la selección del mes a evaluar, se consideró el mes con menos aporte de generación hidroeléctrica en el año 2030. Según lo informado en el modelo de largo plazo, esto corresponde al mes de agosto. Así, se evaluó el aporte de inercia de los generadores síncronos mediante un modelo de operación de corto plazo, con restricciones de Unit Commitment, análogo al modelo utilizado para analizar la variabilidad eólica. Esta situación se presenta en la Figura XX, donde se ilustra en barras el aporte de inercia por tecnología para la hidrología utilizada en el modelo de largo plazo para determinar inversiones en transmisión, generación y almacenamiento, mientras que en líneas segmentadas se presenta el rango mínimo y máximo al que se llega al variar el modelo de cambio climático utilizado para proyectar la hidrología.

En los tres escenarios se observa que al 2030 la inercia del sistema es principalmente aportada por unidades hidráulicas, así como por unidades a GNL, con una reducción del nivel de inercia entre el bloque 10 y 18, coincidente con las inyecciones de energía solar fotovoltaica, y su consecuente reducción en el despacho de GNL.

Dado que las demandas difieren en los tres escenarios, los niveles de inercia en los tres casos difieren también levemente, alcanzando mínimos en torno a los 22 GVAs para el escenario de Recuperación Lenta y de 26 GVAs para los escenarios de Carbono Neutralidad y Transición Acelerada. Cabe mencionar que la operación económica considera un aporte máximo entre 27 GVAs para el escenario de Recuperación Lenta, y de 29 GVAs para el resto de los escenarios. Estos niveles están en línea con los niveles identificados para la operación segura del sistema al considerar que para el 2030 ya existirán condensadores síncronos realizando aportes de inercia al sistema, dado que su entrada en operación se proyecta para 2027 según la última licitación adjudicada.

Dado que el aporte de generadores síncronos fue evaluado para una condición crítica de escenario climático RCP 8.5, y que la variabilidad en el modelo climático tiene una baja incidencia en la disponibilidad hidroeléctrica, se considera que las soluciones encontradas por el modelo de largo plazo son poco vulnerables a una variación de la hidrología desde el punto de vista de la contribución de la inercia.



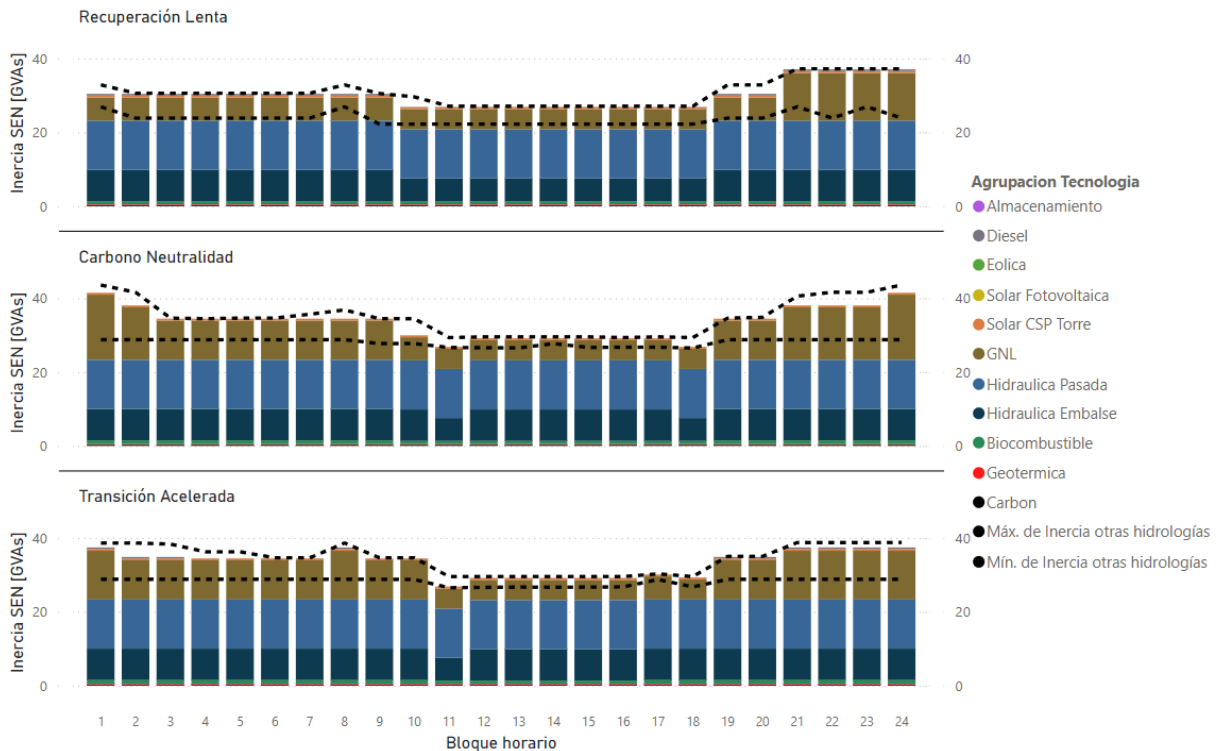


Figura 5: Rango de inercias aportadas al sistema bajo distintas hidrologías afectas al cambio climático

5.12 Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero

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 (kt CO₂eq). De acuerdo con la construcción de escenarios energéticos, y considerando las emisiones reportadas en INGEI para el 2020 (79.724 kt CO₂eq), es posible observar que reducción es más pronunciada en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN), que reduce sus emisiones en 64% al año 2060 con respecto al 2020, y Acelerando la Transición Energética (ATE), que reduce sus emisiones en 72% al 2060 con respecto al año



2020³⁰.

ESCENARIO	Emisiones Sector Energía (kt CO ₂ eq)				Cambio respecto a emisiones 2020			
	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Recuperación Lenta Covid	64,200	62,128	55,571	46,399	-19%	-22%	-30%	-42%
Rumbo Carbono Neutralidad	56,752	45,051	36,750	28,749	-29%	-43%	-54%	-64%
Acelerando la Transición Energética	55,868	43,992	31,256	22,625	-30%	-45%	-61%	-72%

En los tres escenarios se alcanza el peak de emisiones del sector energético antes del 2025, lo cual está en línea con la meta de mitigación 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 2050 establecida en la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC), considerando el inventario de gases de efecto invernadero (INGEI) del año 2018 que se utilizó como referencia para elaborar el compromiso de carbono neutralidad establecido tanto en NDC como en la LMCC, se estableció que el sector energía debiera emitir un máximo de 38,826 ktCO₂eq para alcanzar la meta de carbono neutralidad al 2050³¹. De este modo, al 2050, el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) habrá cumplido dicha meta, en tanto el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE) la habrá cumplido al año 2045. La meta de carbono neutralidad no se logra cumplir en el escenario Recuperación Post Covid (RPC).

³⁰ 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.

³¹ Las absorciones o capturas del sector UTCUTS (uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura) en dicho registro alcanzaron las -63,992 ktCO₂eq, mientras que las emisiones del sector no energía (procesos industriales y uso de productos (IPPU), agricultura y residuos) alcanzaron las 25,358 ktCO₂eq. De este modo, se obtiene un margen de emisión de 38,634 ktCO₂eq.

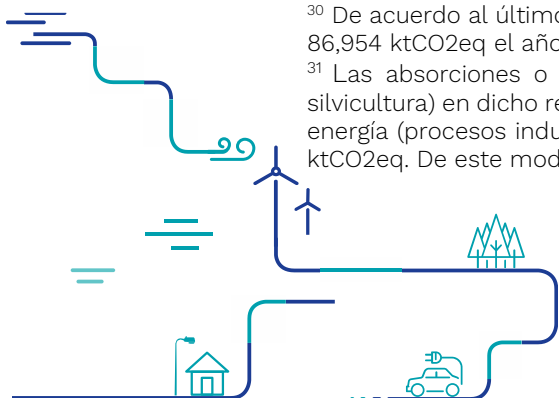
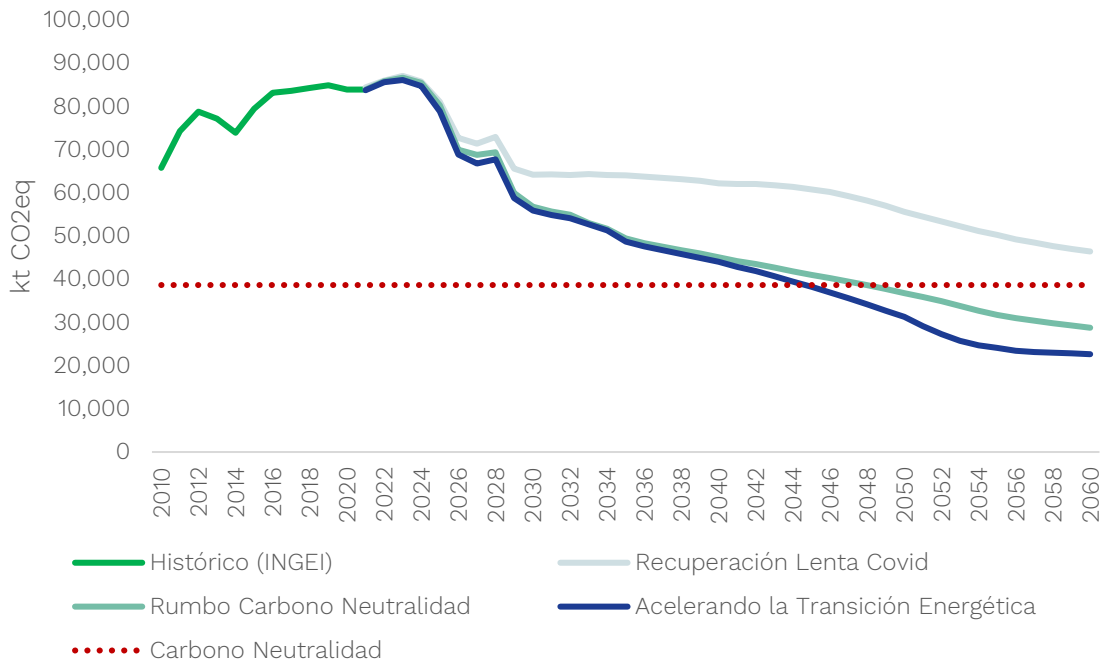


Figura 49. Proyección de emisiones (miles de toneladas de CO₂eq) del sector energético al 2060.



Se ven grandes reducciones de GEI en algunos sectores económicos. En particular el sector eléctrico casi logra reducir significativamente sus emisiones al 2050, alcanzando una reducción 88% al año 2050 con respecto al último inventario nacional de gases de efecto invernadero del año 2020 (INGEI) en los escenarios Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN) y Acelerando la Transición Energética (ATE)³², 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 88% sus emisiones al año 2050 en algunos escenarios. Sigue el sector industrial, con una reducción de hasta un 70% en el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE) y de un 50% en el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN), y luego transporte, que reduce un 35%

³² En el caso del escenario Recuperación Post Covid (RPC) la reducción del sector eléctrico alcanza un 84%.

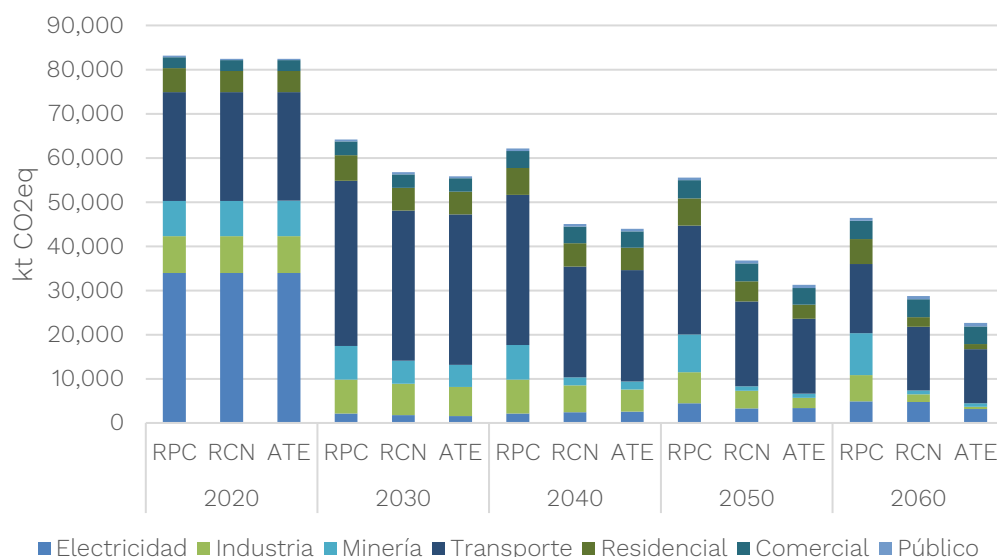


al año 2050 respecto al 2020 en el escenario Acelerando la Transición

Energética (ATE) y un 26% en el escenario Carbono Neutralidad (RCN). En el sector residencial, las reducciones alcanzan un 34% en el escenario Acelerando la Transición Energética (ATE), un modesto 5% en el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad (RCN), mientras que en el escenario Recuperación Post Covid (RPC) estas no disminuyen. El sector comercial y público aumentan 160% o más 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.

Con respecto al 2060, se mantiene la tendencia observada al 2050, con reducciones que se intensifican en los sectores de industria, transporte y residencial

Figura 50. Proyección de emisiones (miles de toneladas de CO₂eq) del sector energético al 2060 según sector

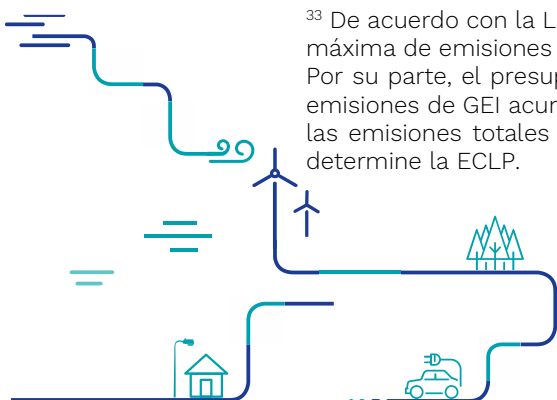


Variación porcentual emisiones GEI con respecto a INGEI 2020 por sector económico												
SECTOR ECONÓMICO	2030			2040			2050			2060		
	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE	RPC	RCN	ATE
Eléctrico	-92%	-94%	-94%	-92%	-91%	-91%	-84%	-88%	-88%	-82%	-83%	-88%
Industria	-3%	-10%	-17%	-3%	-24%	-37%	-11%	-50%	-70%	-25%	-78%	-94%
Minería	0%	-31%	-35%	3%	-76%	-77%	13%	-87%	-88%	26%	-89%	-90%
Transporte	43%	30%	31%	30%	-4%	-3%	-6%	-26%	-35%	-40%	-45%	-53%
Residencial	22%	7%	6%	27%	10%	5%	28%	-5%	-34%	18%	-55%	-75%
Comercial y Público	104%	103%	102%	151%	150%	146%	171%	167%	159%	171%	174%	172%

Presupuestos de carbono

La Ley Marco de Cambio Climático del 2022 (LMCC) estableció que la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) contendrá tanto un presupuesto nacional de emisiones de GEI, como presupuestos sectoriales de GEI³³. El presupuesto nacional de GEI fue determinado y publicado en la actualización de la NDC en abril del 2020, estableciendo como meta de mitigación no sobrepasar los 1.100 millones de tCO₂eq (MtCO₂eq) a nivel nacional para el periodo 2020-2030, los que se distribuyen de la siguiente forma a nivel de autoridad sectorial:

Autoridad sectorial	Presupuesto de emisiones 2020-2030 (MtCO ₂ eq)
Ministerio de Energía	267,5
Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones	303,1
Ministerio de Minería	174,1
Ministerio de Agricultura	122,4
Ministerio de Vivienda y Urbanismo	95,3
Ministerio de Salud	51,1
Ministerio de Obras Públicas	47,6



³³ De acuerdo con la LMCC 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. Por su parte, 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.

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 subsectores energéticos. A continuación, se presentan las emisiones proyectadas acumuladas para el periodo 2020-2030, de acuerdo con los distintos sectores de la economía. Se observa que todos los escenarios estarían en línea con el cumplimiento del presupuesto de carbono nacional.

Cabe mencionar que, si bien puede ser de interés revisar los resultados de emisiones de gases de efecto invernadero de los distintos escenarios de la PELP, estos no constituyen proyecciones oficiales de GEI en cuanto a los compromisos climáticos nacionales. Se debe recordar que los escenarios energéticos de la PELP buscan cumplir lo establecido en la LGSE, consistente de ser un insumo para el proceso de planificación de la transmisión eléctrica, y son construidos metodológicamente con dicha finalidad.

Emisiones Periodo 2020-2030 (MtCO ₂ eq)			
Sector económico	Recuperación Post Covid	Rumbo a Carbono Neutralidad	Acelerando la Transición Energética
Eléctrico	204,0	209,8	203,4
Industria	88,7	88,0	85,5
Minería	92,8	84,3	82,9
Transporte	371,5	358,0	358,7
Residencial	62,9	55,3	55,1
Comercial y Público	33,9	33,8	33,6
Total	853,9	829,2	819,2



Fortalecimiento de la transmisión

6. Polos para un desarrollo sustentable

6.1 Definición de polos de desarrollo

La definición del o los potenciales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE) constituye una posibilidad para el aprovechamiento de las energías renovables a través de soluciones eficientes desde el punto de vista de la sustentabilidad, pues habilita condiciones claves para contribuir a los compromisos y metas establecidas en cuerpos estratégicos como la Política Energética Nacional, la Ley Marco de Cambio Climático y muy particularmente a la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile y el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad de emisiones CO₂ antes del año 2050.

El desarrollo de proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables es clave para alcanzar la “carbono neutralidad” antes del 2050. Por ello, la demanda por puntos de conexión al Sistema Eléctrico Nacional será creciente, y la habilitación de un nuevo segmento de la transmisión como son los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, dotará de una herramienta regulatoria que permitirá un mejor aprovechamiento de las energías renovables, con soluciones de transmisión más eficientes y diseñadas para conectar estos proyectos renovables a la red, con una visión de planificación conjunta que abogue por la eficiencia y competencia, lo que redundará en costos de electricidad más eficientes.

De acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos, los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica son parte de la Planificación Energética de Largo Plazo (artículo 83°, LGSE) y corresponden a zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en 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 (artículo 85°, LGSE).

El Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo, estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo,



Infografía
“Polos de Desarrollo”
PELP 2023–2027



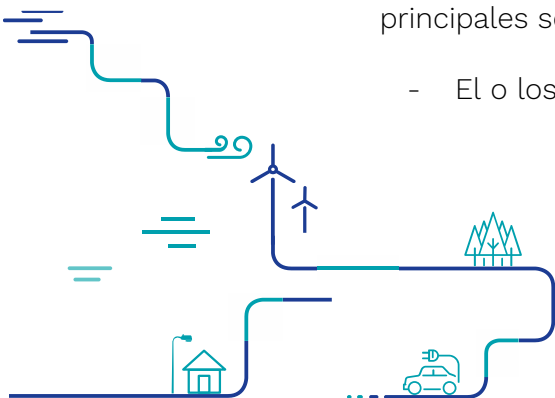
hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional (artículo 75°, LGSE). Dicho sistema puede corresponder a líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, que la Comisión Nacional de Energía (CNE) podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión (artículo 88°, LGSE)

Este sistema de transmisión, a su vez, está sometido al régimen de Acceso Abierto (artículo 79°, LGSE), en cuanto a que puede ser utilizado por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración que corresponda. Por lo tanto, los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, no producen efectos vinculantes para el desarrollo de proyectos de generación de energía, por cuanto no restringen el acceso al Sistema de Transmisión de Polos de Desarrollo, a instalaciones que se localicen fuera de la zona geográfica que los mismos comprenden y, asimismo, la determinación de los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, no condiciona o prohíbe la localización, en dicha zona geográfica, de otros usos distintos a la generación de energía eléctrica, ya que, su determinación solo posee un carácter orientador para el uso del territorio con fines energéticos.

Finalmente, el artículo 17° del Reglamento de la Planificación Energética (Decreto 37 del 2019), señala que para la identificación de la zona a ser definida como Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica, el Ministerio podrá considerar criterios tales como, la disponibilidad de recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, la tecnología de centrales de generación existente o proyectos de generación futuros en dicha zona, la ubicación de los mismos respecto a instalaciones de transmisión eléctrica existentes o futuras y el estado de desarrollo de proyectos de transmisión o generación relevantes para dicha zona.

En síntesis, se puede señalar que, los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica son **lugares priorizados** por el Ministerio de Energía, con una mirada de largo plazo, para generar energía renovable, en armonía con el territorio y las comunidades, impulsando además el desarrollo local, cuyas características principales son:

- El o los PDGE son parte de la planificación energética de largo plazo.



- El o los PDGE son parte de una planificación energética de escala nacional, con aplicación provincial.
- El o los PDGE son un instrumento de naturaleza indicativa y no vinculante.
- El o los PDGE orientan el uso del territorio para la generación de energía con incidencia en la planificación de la transmisión eléctrica.
- Su localización está condicionada a la existencia de recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables.
- La generación de energía de el o los PDGE, debe ser inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por lo tanto, no es para autoconsumo de alguna actividad en particular.
- El diseño de el o los PDGE se somete a Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) en cada provincia (s) donde se encuentren dichos polos.

Asimismo, de esta definición se pueden desprender como objetivos generales del instrumento de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica:

- Habilitar a la CNE para planificar una única solución de transmisión que evacúe la energía renovable generada en el o los PDGE.
- Incorporar las dimensiones de la sustentabilidad en la identificación de el o los PDGE, siendo capaz, además, de incidir en la sustentabilidad de la futura solución de transmisión que sea planificada por la CNE.
- Hacer un uso eficiente del territorio a través de una única solución de transmisión de forma ordenada y coordinada entre futuros generadores.
- Que la futura solución de transmisión sea una señal de localización que oriente la localización de proyectos de generación de energía en la zona identificada como PDGE, permitiendo su implementación, más allá de su naturaleza indicativa.



6.2 Fundamentos de la identificación de las Provincias de Antofagasta y Tocopilla como potencial PDGE

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.

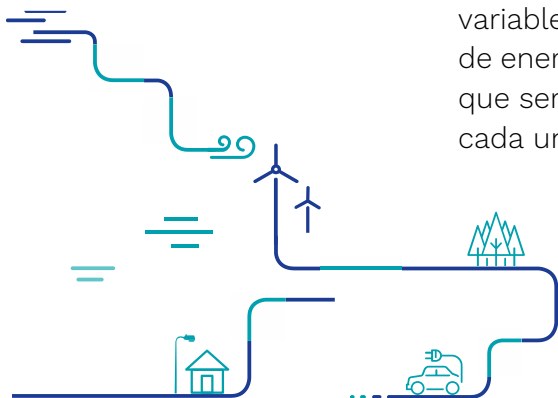
Es así como en aquellas áreas territoriales de provincias que se identifican como PDGE, el plan de expansión de la transmisión puede incorporar soluciones de transmisión que permitan coleccionar generación renovable en zonas en que se prevé un importante desarrollo de estos proyectos de la mano de múltiples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

Para ello, la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP), identifica provincias candidatas a Polos de Desarrollo de Generación utilizando criterios que responden a dos dimensiones:

1. Social-ambiental-territorial.
2. 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, 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 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.

En línea con lo planteado, el Informe Preliminar de la PELP para las provincias de Antofagasta y Tocopilla concluyó que:

- En la región de Antofagasta, se estima una generación total de energía solar y eólica para los años 2030 y 2050 de 27 TWh y 95 TWh, respectivamente, y con recursos de energía renovable muy competitivos a nivel país.
- Particularmente, en la provincia de Antofagasta, se proyecta un crecimiento sostenido de generación renovable, fluctuando en los escenarios modelados, entre 2.000 MW a 11.821 MW hacia el año 2050, llegando a emplazar el 28% de la capacidad instalada de generación renovable del país, proyectos que se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional para evacuar su energía a la red.
- Para el caso de la provincia de Tocopilla, se proyecta un crecimiento sostenido de generación renovable, fluctuando en los escenarios modelados, entre 1.280 MW a 2.968 MW hacia el año 2050, llegando a emplazar el 11% de la capacidad instalada de generación renovable del país, proyectos que se conectarán al Sistema Eléctrico Nacional para evacuar su energía a la red.
- La expansión de las energías renovables para generación en ambas provincias está limitada por la transmisión actual, existiendo una alta demanda en el corto plazo por uso de posiciones en distintas subestaciones existentes, lo que le confiere una urgencia temporal crítica para buscar soluciones de transmisión con visión de largo plazo y que permitan conectar la generación renovable que se emplazará en la zona de manera eficiente en términos de sustentabilidad.
- Junto con la calidad del recurso para la generación renovable y, el contexto regional en materia energética, -como es el cierre de centrales a carbón y la penetración del Hidrógeno Verde-; existe al mismo tiempo un alto interés por parte de los desarrolladores de proyectos de energías renovables; que confieren a ambas provincias un protagonismo relevante de aumentar la generación en base a fuentes renovables.

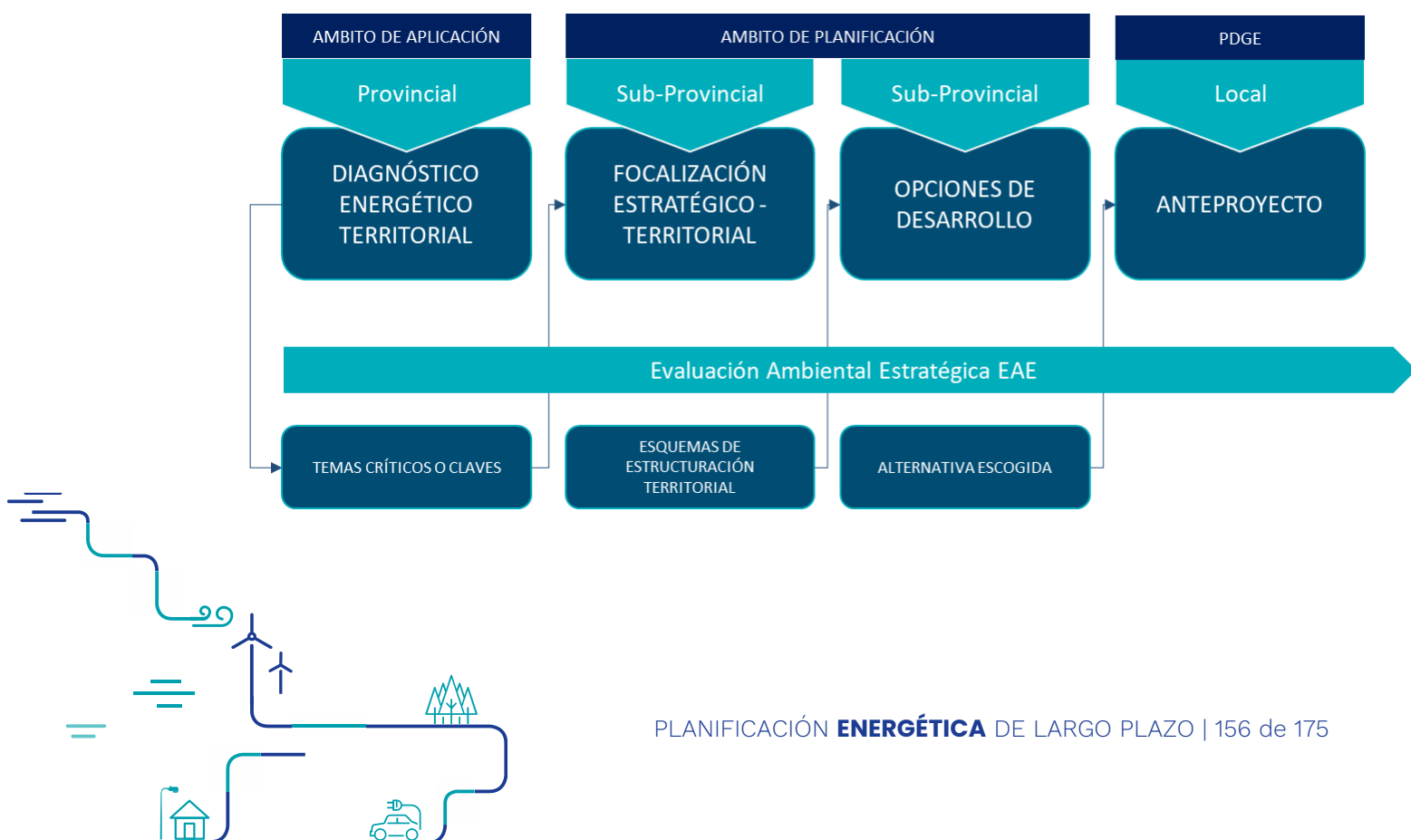


De este modo, se identifica la provincia de Antofagasta y la provincia de Tocopilla principalmente por los siguientes hallazgos:

- Alta proyección de oferta eléctrica adicional en esta década, y se mantiene hasta el año 2050.
- Alta solicitud conexión de Acceso Abierto.
- Alto número de licitaciones de terrenos fiscales.
- Cierre de centrales a carbón y potencial de Hidrógeno Verde.
- Señal de localización HVDC Kimal – Lo Aguirre.
- Reserva de paños/posiciones para PDGE.

6.3 Etapas del proceso de planificación de PDGE

El proceso de planificación distingue cuatro (4) etapas secuenciales, que además permiten una aproximación al territorio desde el ámbito de aplicación provincial, definido por la LGSE, hasta el ámbito de planificación más local de la delimitación de el o los PDGE, integradas y sincronizadas con la aplicación de la evaluación ambiental estratégica. De este modo, las etapas corresponden a:



- **Etapa 1: Diagnóstico Energético Territorial**, que aborda el ámbito de “aplicación” del instrumento, que corresponde a la Provincia, y cuya finalidad es conocer el territorio a planificar, identificando aquellas materias claves, que permitan identificar los temas de sustentabilidad y definir las ideas fuerza que orientarán la planificación de el o los PDGE y, en consecuencia, redunden en una posterior focalización estratégica y territorial.
- **Etapa 2: Focalización Estratégica-Territorial**, que aborda el ámbito de “planificación” sub-provincial, y cuya finalidad es, focalizar la planificación desde el punto de vista estratégico en cuanto a definir los lineamientos estratégicos territoriales en base a las conclusiones de la etapa 1, que orientarán la definición de el o los PDGE, así como los factores críticos de decisión que deben considerarse, en base a los temas de sustentabilidad de la etapa 1, por ser elementos determinantes y altamente valorados para la formulación del anteproyecto y, que en suma determinarán la focalización desde el punto de vista territorial en “áreas de planificación” dentro de la provincia.
- **Etapa 3: Opciones de Desarrollo**, que aborda el ámbito de “planificación” sub-provincial, y cuya finalidad es, definir alternativas de estructuración territorial de potenciales PDGE dentro de las áreas de planificación definidas, en base a los esquemas elaborados en la etapa anterior, a ser evaluadas a la luz de los factores críticos de decisión identificados y diagnosticados previamente. Las alternativas u opciones de desarrollo deben cumplir con todos los lineamientos estratégicos definidos, pero con distintos énfasis. Esta etapa concluye con la evaluación de las opciones de desarrollo en cuanto a los efectos o implicancias sobre el ambiente y la sustentabilidad y con la selección de una alternativa u opción para la formulación del anteproyecto.

ES importante destacar que esta etapa fue acompañada con espacios participativos orientados a los organismos de la administración del Estado, en el marco de la evaluación ambiental estratégica, así como a la ciudadanía en general, todo ello mediante, talleres, encuestas, cartografía participativa y reuniones bilaterales.

- **Etapa 4: Anteproyecto**, que aborda el ámbito de “planificación” local, y cuya finalidad es desarrollar el anteproyecto de PDGE, en base a la



alternativa u opción de desarrollo seleccionada, el cual se expone a Consulta Pública.

Para mayor detalle del proceso, revisar los antecedentes dispuestos en los siguientes enlaces:

PDGE Provincia de Antofagasta: <https://energia.gob.cl/pelp/polo-de-desarrollo-antofagasta>

PDGE Provincia de Tocopilla: <https://energia.gob.cl/pelp/polo-de-desarrollo-tocopilla>

6.4 Selección de alternativa PDGE en el marco de la EAE

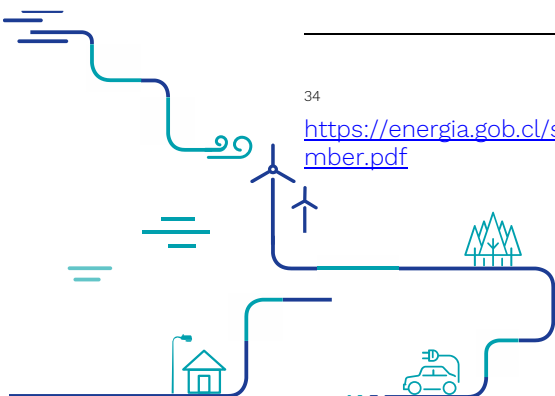
Para la evaluación de las opciones de desarrollo, se elaboró una matriz en cuyas columnas se integra los elementos sujetos a evaluación (opciones) y en las filas los factores críticos de decisión. La evaluación se efectuó con el objeto de establecer oportunidades y riesgos/efectos respecto al factor crítico y los criterios de evaluación en base a un trabajo multidisciplinario y criterio experto con equipos del Ministerio de Energía. Es importante señalar que en la evaluación propiamente tal, se consideraron los aportes recopilados del proceso participativo y del trabajo desarrollado con los órganos de la administración del Estado.

Asimismo, a finales del año 2023, tras sometimiento a Evaluación Ambiental Estratégica, el instrumento desarrollado para ambas provincias aplicó adecuadamente la EAE, de acuerdo con lo establecido por la secretaría regional ministerial del Ministerio de Medio Ambiente de la Región de Antofagasta, a partir de lo cual tuvo lugar la consulta pública de los respectivos informes técnicos (Anteproyectos) e informes ambientales.

Las observaciones recibidas del proceso fueron atendidas en el anexo “Observaciones en el proceso de consulta pública polos de desarrollo de generación eléctrica provincia de Antofagasta” el cual forma parte íntegra de la Resolución Exenta Subsecretarial N° 9³⁴, de fecha 16 de enero de 2024.

34

https://energia.gob.cl/sites/default/files/20240116_res_esu_0009_2024_termino_ambos_polos_pagenu_mber.pdf



En base a la evaluación de las alternativas, la síntesis de resultados fue el siguiente:

a) PDGE-Polígono 1³⁵

PDGE - POLÍGONO 1 PROVINCIA DE ANTOFAGASTA

Ubicación

Polígono 1

Ubicación

El Polígono se emplaza en la comuna de Sierra Gorda, a 22 Km aprox. del poblado de Baquedano.
 Por el Oeste, dista aprox. 2 Km de la Ex - Oficina Chacabuco, entre el cruce de la Ruta 5 y Ruta B-375.
 La Infraestructura eléctrica más cercana se encuentra en dirección Este, a unos 5 Km aprox. y corresponde a la LT de 220 kV "El Cobre-Esperanza", propiedad de Minera Esperanza.

Información técnica

Superficie Polígono: 18.965 ha

Potencial priorizado por PELP

Tecnología: CSP - FV
 Superficie Potencial: 16.937 ha [14.234 CSP - 2.703 FV]
 Potencial MW: 2.709 [2.033 CSP - 676 FV]

Potencial disponible

Tecnología: CSP Superficie Potencial: 14.320 ha Potencial MW: 2.046	Tecnología: FV Superficie Potencial: 16.684 ha Potencial MW: 4.171
---	--

Principales condicionantes territoriales*

- No hay evidencia que indique alguna interacción de las especies de avifauna ni especies de flora en categoría de conservación. Sin embargo, las dinámicas reproductivas y de desplazamiento (vuelos) de las aves no es estática, y el número de registros encontrados podrían desplazarse o aumentar.
- No se observa interacción significativa con el potencial fosilífero, sin embargo se identifica interacción con zonas homogéneas de hallazgos arqueológicos, mayormente de baja densidad. Siempre está latente la posibilidad de nuevos hallazgos de sitios paleontológicos y arqueológicos.
- Múltiples intereses de uso alternativo (minero) en áreas con potencial energético.
- Riesgo producto de la variabilidad en la disponibilidad de las energías renovables.

(*) Extracto de contenido del Informe Técnico de PDGE

Principales medidas que surgen de la EAE*

- Implementar estudios enfocados en el impacto de proyectos de Gx y Tx de energías renovables sobre las aves y sus hábitats y posibles soluciones, en coherencia con la Estrategia Nacional de Conservación de Aves.
- Propiciar, en coordinación intersectorial, medidas para enfrentar la posibilidad de encuentro de nuevos hallazgos paleontológicos.
- Generar criterios técnicos para nuevos tendidos en el territorio ya ocupado por infraestructura de transmisión existente.
- Impulsar actividades emergentes y consolidadas fortaleciendo la competitividad, el encadenamiento productivo y emprendimiento local en materia de energía.
- Promover e impulsar la reserva de terrenos fiscales para la faja en que se emplaza el sistema de transmisión de polos.
- Impulsar licitaciones de terrenos fiscales para almacenamiento de manera de minimizar la variabilidad en la disponibilidad de las energías renovables.

(*) Extracto de contenido del Informe Ambiental de PDGE

Sistema de Transmisión PDGE

Según análisis de complejidad técnica y socioambiental, ninguna de las alternativas requeriría estudio de franjas.
 La alternativa 2 es la de menor complejidad, que conecta con S/E Laberinto, pero de no usarse el área de transmisión existente, tendría efectos sobre elementos territoriales sensibles.

(*) Extracto de contenido del Informe Técnico y Ambiental PDGE - Provincia de Antofagasta

Descarga el polígono resultante, en formato (.km2), escaneando el siguiente código QR:

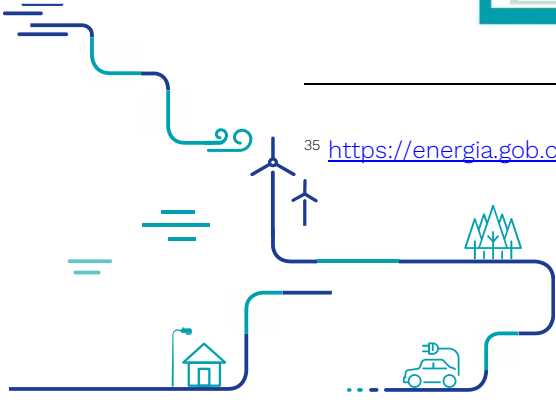
Ubicación

Polígono 1

Ubicación

Análisis de capacidad de transporte

³⁵ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_1_2.pdf



b) PDGE-Polígono 2³⁶

PDGE - POLÍGONO 2 PROVINCIA DE ANTOFAGASTA

Ubicación

Polígono 2

Análisis de capacidad de transporte

Localización

- El Polígono se emplaza en la comuna de Taltal, a 95 Km aprox. de la ciudad de Taltal.
- Por el Oeste, dista aprox. 1 Km de los restos de la Oficina Salitrera Catalina.
- La infraestructura eléctrica más cercana se encuentra en dirección Norte, a unos 4 Km aprox. y corresponde a la S/E Guanaco y LT [-66 kV], ambos propiedad de Guanaco Compañía Minera Spa.

Información técnica

Superficie Polígono: 52.190 ha

Potencial priorizado por PELP

Tecnología: Eólico
Superficie Potencial: 45.786 ha
Potencial MW: 2.289

Potencial disponible

Tecnología: Eólico
Superficie Potencial: 45.786 ha
Potencial MW: 2.289

Tecnología: FV
Superficie Potencial: 33.578 ha
Potencial MW: 8.395

Principales condicionantes territoriales*

- Dado que en el entorno próximo se han registrado hallazgos de gaviota garuma, es posible suponer que esta situación se replique en este polígono.
- Si bien con la evidencia actual no se observa interacción de esta área con la presencia de especies de avifauna ni con especies de flora en categoría de conservación, por proximidad a zonas con hallazgos de gaviota garuma, es posible suponer probabilidad de su presencia.
- No se observa interacción significativa con el potencial fosilífero ni con zonas homogéneas de concentración de hallazgos arqueológicos. Siempre está latente la posibilidad de nuevos hallazgos de sitios paleontológicos y arqueológicos.
- Existe proximidad a elementos de carácter cultural, sin protección oficial, levantados por la comunidad en distintos grados de conservación.
- Riesgo producto de la variabilidad en la disponibilidad de las energías renovables.

(*) Extracto de contenido del Informe Técnico de PDGE

Principales medidas que surgen de la EAE*

- Contribución en la incorporación de consideraciones técnicas en los proyectos de generación de energía, con el fin de evitar y disminuir la colisión y electrocución de aves.
- Continuar el seguimiento de nuevos registros o hallazgos arqueológicos, en base a metodología del CMN, diferenciando aquellos abordados y aprobados en la EIA.
- Revisar, en coordinación intersectorial, los nuevos hallazgos para enfrentar su tratamiento en virtud de su estado de conservación.
- Promoción de instrumentos del tipo "reserva" de terrenos fiscales para PDGE.
- Impulsar licitaciones de terrenos fiscales para almacenamiento de manera de minimizar la variabilidad en la disponibilidad de las energías renovables.

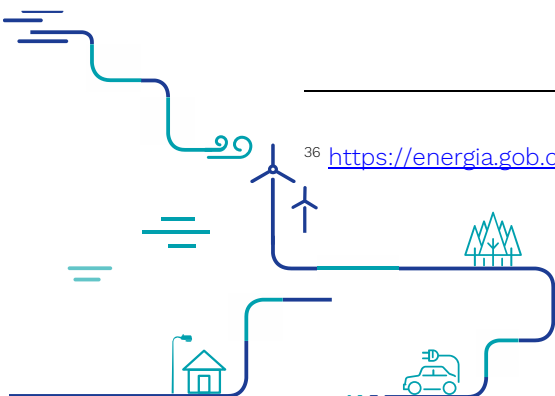
(*) Extracto de contenido del Informe Ambiental de PDGE

Sistema de Transmisión PDGE

- Según análisis de complejidad técnica y socioambiental, ninguna de las alternativas requeriría estudio de franjas.
- La alternativa 1 es la de menor complejidad, de menor longitud con menos efectos territoriales, que conecta con nueva S/E al sur de la S/E Luillailaco.

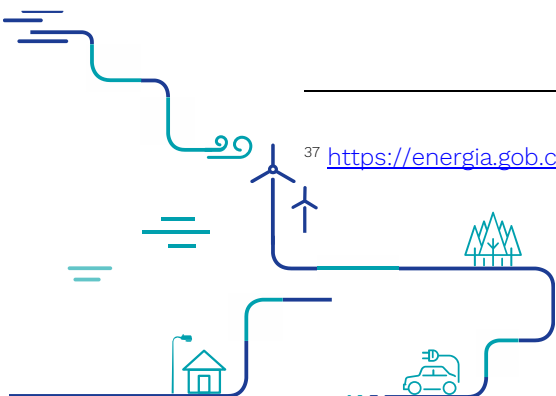
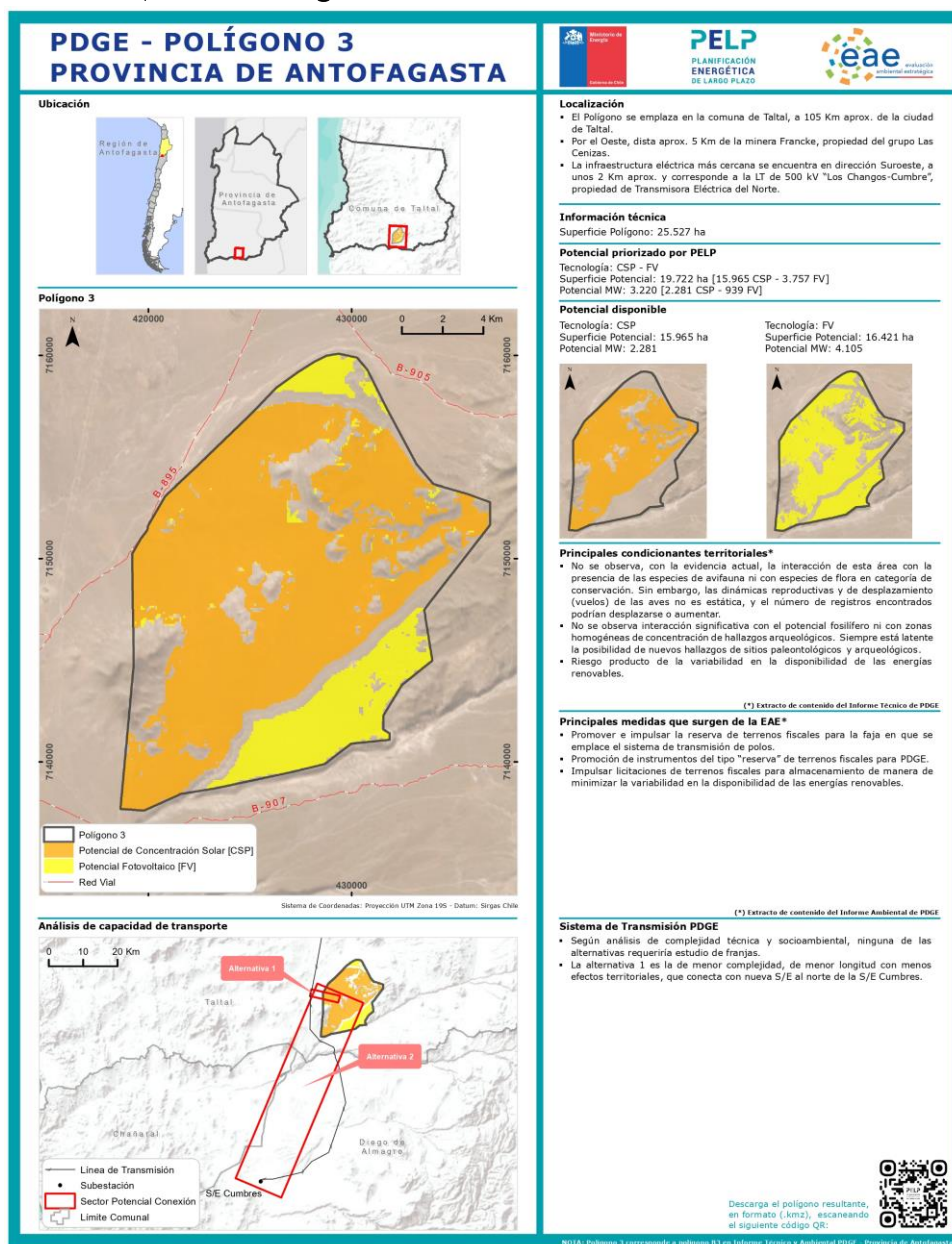
Descarga el polígono resultante, en formato (.kmz), escaneando el siguiente código QR:

NOTA: Polígono 2 corresponde a polígono B2 en Informe Técnico y Ambiental PDGE - Provincia de Antofagasta



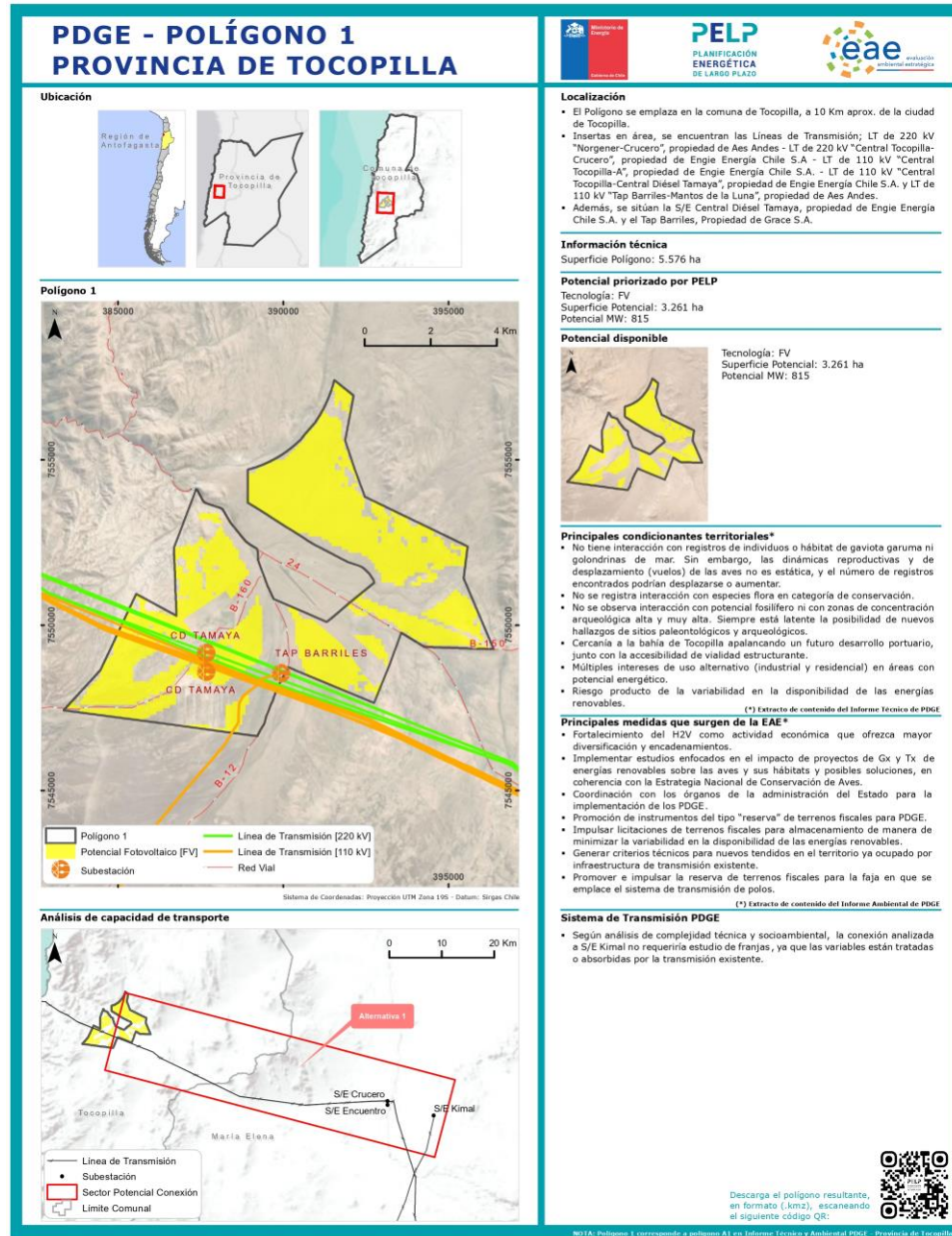
³⁶ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_2_3.pdf

c) PDGE-Polígono 3³⁷

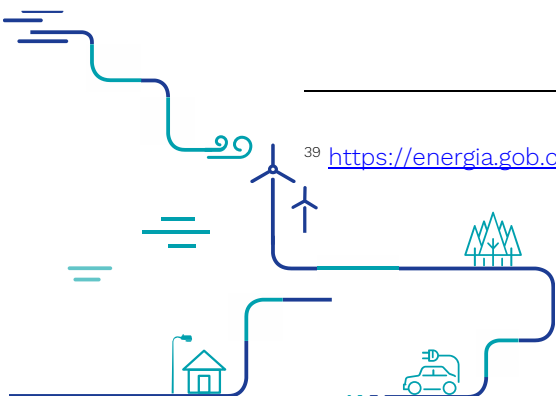
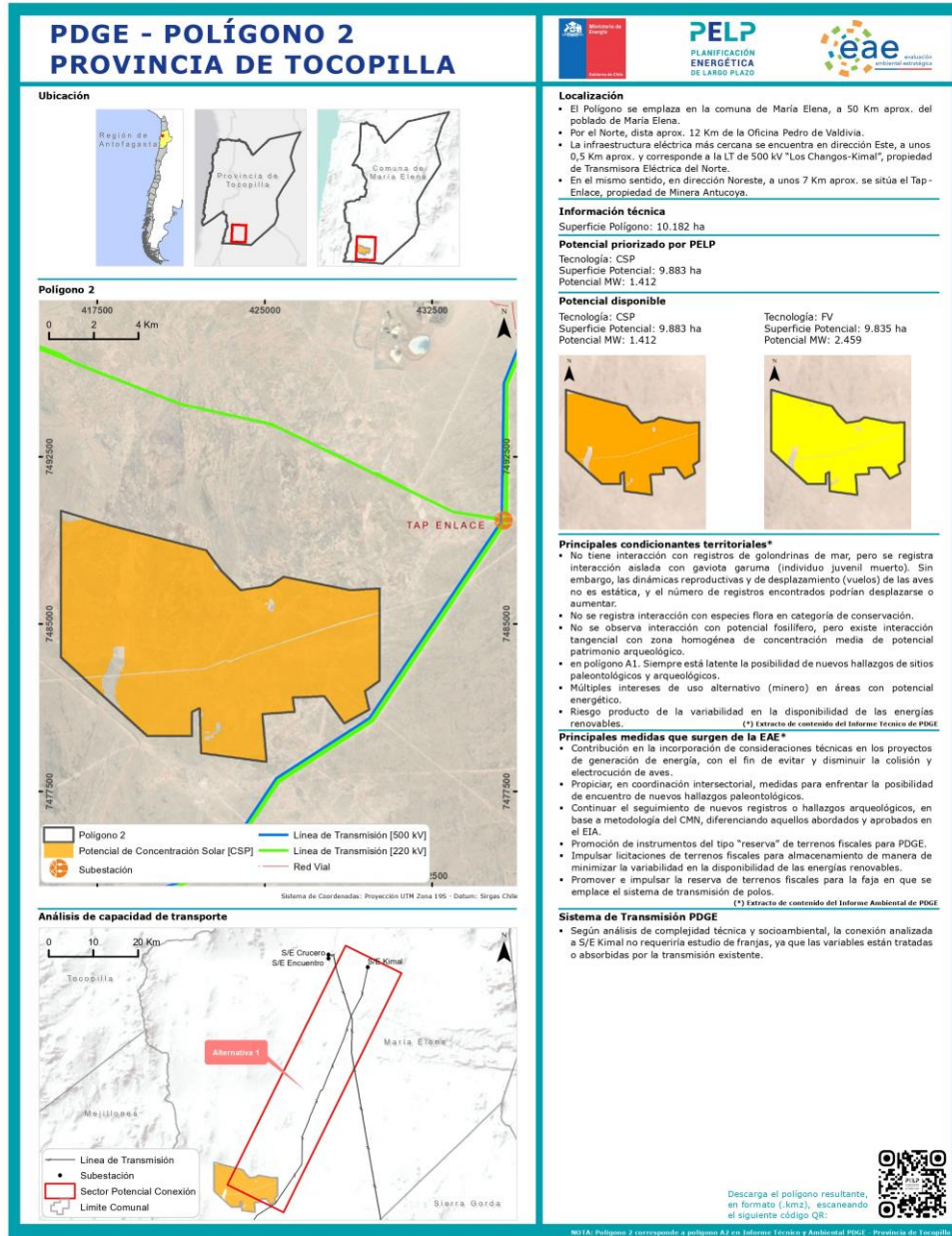


³⁷ https://energia.gob.cl/sites/default/files/antofagasta_pdge_-_poligono_3_2.pdf

a) PDGE-Polígono 1³⁸



b) PDGE-Polígono 2³⁹



³⁹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/tocopilla_pdge_-_poligono_2_2.pdf

Modernización energética

7. 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

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.

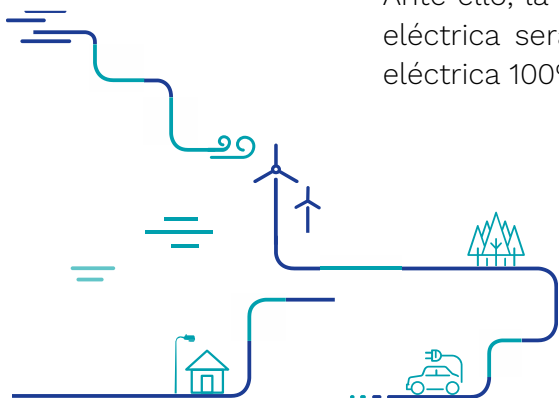
La electrificación es una de las acciones más eficientes para acercar las energías renovables al consumo: generación distribuida, electrificación directa a los sistemas eléctricos y electrificación indirecta, mediante almacenamiento o vectores energéticos como el hidrógeno verde, para abastecer aquellos 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.



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.



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*).



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.

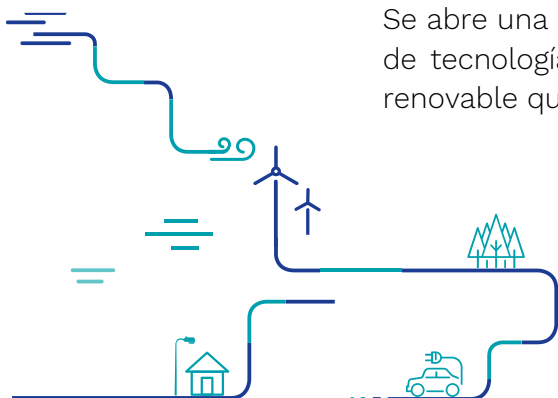
Estos inversores se controlan mediante algoritmos de control digital que podrían hacer operar las centrales renovables y/o baterías de la manera que el operador requiera, pudiendo incluso emular el comportamiento de máquinas rotatorias convencionales, como las centrales a carbón, centrales a gas o centrales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

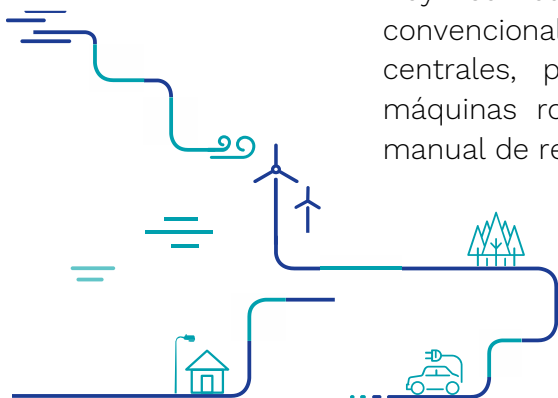
El retiro de centrales a carbón y la inserción renovable trae consigo varios desafíos: más infraestructura de transmisión que debe ser planificada con antelación pues su puesta en marcha requiere de varios años, tecnologías que permitan sacar provecho a la transmisión existente, basada en electrónica 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.

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 las 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 .

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).
- Condensadores sincrónicos.





PELP

PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA
DE LARGO PLAZO

División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible
Ministerio de Energía



pelp@minenergia.cl
pelp.minenergia.cl

11 de diciembre de 2024