



Plan de DESCARBONIZACIÓN

2º TIEMPO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA





Habilitantes para prescindir del carbón en el Sistema Eléctrico Nacional



RESUMEN EJECUTIVO

El presente Plan de Descarbonización traza una hoja de ruta que permitirá avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado de manera eficiente, segura y resiliente. Dando continuidad al compromiso establecido en el primer Acuerdo de Retiro y/o Reversión de Centrales a Carbón, suscrito entre empresas y el Gobierno de Chile durante 2019.

Centrado en el sector eléctrico, este plan tiene como propósito principal establecer las condiciones necesarias para el retiro o reconversión ordenada, segura y eficiente de las centrales a carbón. Con lo anterior, se reconoce que este proceso implica grandes desafíos y también oportunidades. La salida de centrales a carbón, tiene efectos en la disponibilidad de atributos que apoyan la estabilidad y seguridad de suministro actualmente. Sin embargo, esto fortalecerá la participación de energías renovables y limpias, incluyendo nuevas e innovadoras tecnologías, que garanticen un sistema eléctrico eficiente, seguro y resiliente.

Desde una perspectiva estratégica, Chile ha trazado una hoja de ruta hacia un futuro energético sostenible, amparada principalmente en la Política Energética Nacional vigente y en la Ley Marco de Cambio Climático. Ambos instrumentos clave para la transición energética, establecen como meta que al 2050 el 100% de la generación de energía eléctrica sea limpia en términos de CO₂, contribuyendo así al compromiso de ser un país carbono neutral y resiliente. Si bien Chile ha avanzado significativamente en la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica, transformándose en un ejemplo a nivel mundial en la materia, aún existen importantes desafíos que son abordados –en gran medida – por este Plan.

El objetivo de alcanzar la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional, propiciando una red eléctrica que pueda prescindir del carbón, de manera eficiente, segura y oportuna, es imperativo. Superar los actuales requerimientos en infraestructura, por ejemplo, en transmisión eléctrica, así como los atributos de flexibilidad requeridos por el sistema, para implementar aceleradamente las condiciones necesarias para consolidar el camino de descarbonización iniciado hace 5 años.

El Plan de Descarbonización presenta 28 medidas concretas a fin de imprimir celeridad a la transición energética en Chile, en el marco de los siguientes 4 ejes:

Eje 1, Incentivos e inserción territorial para el desarrollo de proyectos energéticos: Propone medidas para impulsar el desarrollo de proyectos que permitirán compensar el retiro del carbón. Disposiciones para promover la reconversión de centrales térmicas hacia combustibles de transición o alternativas de bajas emisiones, manteniendo así la actividad y los empleos. A su vez, se incluyen acciones para que estos proyectos, necesarios para la descarbonización, se inserten adecuadamente en el territorio.

Eje 2, Planificación estratégica para el desarrollo del sistema eléctrico: Aborda la planificación



y expansión del sistema de transmisión, infraestructura clave que habilitará la descarbonización de la red eléctrica.

Eje 3, Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad: Complementa al eje anterior, abordando mejoras en la operación del sistema de transmisión que habilite.

Eje 4, Sistema eléctrico seguro y flexible en un contexto altamente renovable: Aborda aspectos técnicos y regulatorios relacionados al funcionamiento de los mercados eléctricos, desde una perspectiva a corto plazo, lo que incluye la operación y señales de precio y una óptica a largo plazo, enfocada en el diseño del mercado y las señales de inversión.

Por último, este Plan incluye un capítulo sobre la **Gobernanza para la implementación y para el seguimiento del plan**, que establece la estructura y la operatoria necesarias para garantizar su correcta ejecución. Este apartado reconoce que la descarbonización es un proceso complejo, que involucra múltiples actores, niveles de decisión y marcos regulatorios, por lo que se requiere un modelo de gobernanza robusto, transparente y flexible.

A la fecha, de las 28 unidades a carbón equivalentes a 5,5 GW existentes a inicios de 2019, ya se ha retirado 11 unidades por un total de 1.679 MW. Se estima que al 2026 existirán otras 9 unidades disponibles para retiro o reconversión por un total de 2,2 GW. Si bien lo ya retirado corresponde – en promedio – a unidades con una antigüedad mayor y, por ende, a un despacho y requerimiento sistémico menor, esta etapa de preparación ha permitido constatar que el sistema eléctrico requiere condiciones habilitantes. Éstas deben cubrir los distintos atributos que las centrales a carbón proveen al funcionamiento seguro y eficiente de la red eléctrica, tales como generación de energía cercana a centros de consumo; energía almacenada en canchas de carbón como respaldo frente a requerimientos adicionales de energía de carácter estacional; seguridad para la operación en tiempo real, como control de tensión y frecuencia, aporte de inercia y cortocircuito. Conjuntamente, debe ser aporte al desarrollo económico local y encadenamiento productivo. El sistema ha tenido un importante incremento en la integración de fuentes renovables. Sin embargo, muchos de estos atributos aún no pueden ser reemplazados por estas tecnologías en el corto-mediano plazo.



TABLA DE CONTENIDOS

1. DESCARBONIZACIÓN E INSTITUCIONALIDAD	6
1.1. El camino recorrido hacia la descarbonización de la matriz eléctrica.....	9
1.2. Transición energética y desarrollo sustentable.....	10
 2. PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	13
2.1. Alcance y objetivos del Plan.....	14
2.2. Proceso para la elaboración del Plan.....	16
2.3. Estructura del Plan.....	19
 3. MEDIDAS DEL PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	20
EJE 1: Incentivos e inserción territorial para el desarrollo de proyectos energéticos.....	22
EJE 2: Planificación estratégica para el desarrollo del sistema eléctrico.....	32
EJE 3: Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad	43
EJE 4: Sistema eléctrico seguro y flexible en un contexto altamente renovable.....	47
 4. GOBERNANZA PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y EL SEGUIMIENTO DEL PLAN	56
4.1 Cambios regulatorios propuestos.....	59

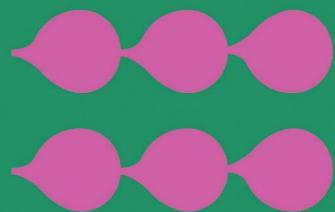


Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



Descarbonización e Institutionalidad





1. DESCARBONIZACIÓN E INSTITUCIONALIDAD

Chile, de manera responsable y consensuada, ha construido una visión sectorial de largo plazo, logrando relevar los instrumentos de política energética como instrumentos de políticas de Estado, lo que habilita la permanencia en el tiempo de éstos, más allá de la alternancia administrativa.

La más importante muestra de aquello es la **Política Energética Nacional**, publicada en su primera versión en 2015 y actualizada por primera vez a inicios de 2022¹. Este instrumento definió objetivos y metas específicas al 2050, construidas a partir de espacios de participación entre los distintos agentes del sector y la ciudadanía.

Dentro de las principales metas establecidas en la Política destacan las siguientes para el Sistema Eléctrico Nacional:

- 100% de energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% de energías renovables al 2030.
- 6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050 y al menos, 2.000 MW antes del 2030, tales como baterías, bombeo hidráulico, aire comprimido, aire líquido, entre otras tecnologías.

La actualización de la Política Energética Nacional coincidió con la promulgación de la **Ley Marco de Cambio Climático²** en 2022. Ésta entre otras materias, establece el mandato legal de ser un país carbono neutral al 2050, lo que refuerza el mensaje de la Política Energética sobre la oportunidad del sector energético para contribuir y ser protagonista en la ambición climática del país.

Diagnósticos realizados de forma transversal en la industria han mostrado que para materializar las metas recién mencionadas al 2030, se requiere de infraestructura habilitante. En dicha línea, la misma Política Energética Nacional indica que “será necesario asegurar que el país cuente con la flexibilidad necesaria, la infraestructura de transmisión y la implementación de tecnologías que maximicen el aprovechamiento de fuentes renovables”.

Asimismo, la **Estrategia Climática de Largo Plazo³**, publicada por el Ministerio del Medio Ambiente en 2021, es un instrumento de gestión del cambio climático reconocido por el Acuerdo de París y ratificado por la Ley Marco de Cambio Climático, que define los lineamientos generales de largo plazo. Ésta conducirá al país de manera transversal e integrada, considerando un horizonte a 30 años para el cumplimiento de la carbono neutralidad y la resiliencia climática.

Ella indica que “Dentro de las consideraciones de justicia y ambición a la luz de las circunstancias nacionales, se reconoce la importancia de la entrada en funcionamiento de nuevas líneas de transmisión eléctrica, cuya regulación se aborda en los procesos de Planificación Energética de

1 Más información en: <https://energia.gob.cl/energia2050>

2 Ley N° 21455, descargable en <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

3 Disponible en <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>

Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía y de la expansión de la transmisión de la Comisión Nacional de Energía".

Para hacer frente a los desafíos de descarbonización, de la entrada masiva de energías renovables y de la necesidad de condiciones e infraestructura habilitante, desde el Ministerio de Energía se ha trabajado en gatillar los cambios necesarios desde diversos frentes, en búsqueda de la coherencia entre acciones de política pública de corto plazo y la visión de largo plazo, incluida sus metas.

De este modo, se han desarrollado instrumentos que reúnen acciones para objetivos específicos relacionados a la descarbonización, tales como:

- **Estrategia de Flexibilidad (2019)⁴,**
- **Estrategia de Transición Justa en el Sector Energía (2021)⁵,**
- **Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética (2023)⁶.**

Respecto a modificaciones legales, durante el último período se han impulsado proyectos de ley que buscan abordar materias habilitantes para la transición, entre las que se encuentran la **Ley de Almacenamiento y Electromovilidad** (Ley N° 21.505), la **Ley de Transición Energética** (Ley N° 21.721). Conjuntamente se ha avanzado en la discusión parlamentaria del **proyecto de ley que impulsa la participación de las energías renovables** (Boletín 14755-08), el cual se encuentra en segundo trámite constitucional.

En este contexto, el **Plan de Descarbonización** que se presenta da continuidad al compromiso establecido en el primer **Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón**, suscrito entre empresas y el Gobierno de Chile durante 2019. Éste se centra en las acciones habilitantes para esta década, en torno a la Etapa II de consolidación del proceso de descarbonización, coherente con la visión de Estado hacia el largo plazo y distintas iniciativas en curso, como se presenta en la siguiente figura.

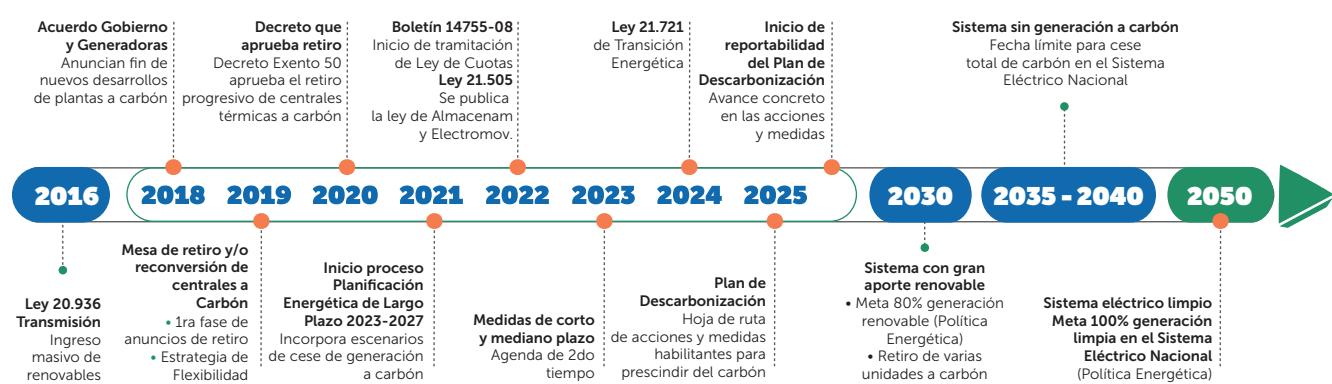


Figura 1: Proceso de descarbonización. Principales hitos realizados y futuros hacia un Sistema Eléctrico Nacional bajo en carbono (elaboración propia).

4 Disponible en https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad.pdf

5 Disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_transicion_justa_2021.pdf

6 Disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf

1.1. EL CAMINO RECORRIDO HACIA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

Según datos de 2018, el sector de energía era responsable del 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del país, donde la generación eléctrica correspondía al 30% del total⁷.

Con este antecedente, a inicios de 2018, el Estado de Chile junto a las generadoras propietarias de centrales a carbón, propusieron iniciar el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica de nuestro país, que permitiera avanzar hacia una matriz eléctrica sin carbón, suprimiendo además el desarrollo de nuevas centrales a carbón.

Para lograr este desafío de forma responsable y de cara a la ciudadanía, el Ministerio de Energía conformó la “Mesa de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón”, en la que participaron representantes de Organizaciones No Gubernamentales (ONG), la sociedad civil, sindicatos, empresas, sector público, universidades, gremios, municipios y organizaciones internacionales. La instancia tuvo como propósito analizar los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada una de las 28 unidades termoeléctricas a carbón y del sistema eléctrico en su conjunto, que permitiera establecer las condiciones para un cese gradual, pero progresivo y seguro de la operación de las centrales a carbón.

Las conclusiones de esta Mesa⁸ arrojaron las siguientes consideraciones para el retiro de centrales a carbón: (i) gradualidad en el proceso de retiro/reconversión para que se alcance a disponer de un sistema seguro y eficiente; (ii) acompañamiento para la transición laboral de los trabajadores de las centrales y comunas en las que se encuentran; (iii) adecuación de normativas que sean necesarias para facilitar el proceso mediante una adecuada flexibilidad del sistema y resguardo ambiental; (iv) compromiso vinculante con origen voluntario.

Posterior a la Mesa, en junio de 2019 se anunció el compromiso público-privado de retirar o reconvertir todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del año 2040, con un cronograma inicial al 2024 de retiro o reconversión de 8 de las 28 centrales existentes⁹. Esta iniciativa inédita en Chile trae consigo un gran desafío que abordar, toda vez que el parque de generación a carbón era aún relativamente nuevo y aportaba, en ese instante, cerca de un 40% del total de la generación eléctrica en nuestro país.

El anuncio del plan de retiro voluntario de las centrales a carbón fue resultado de la voluntad y la convicción del Estado de Chile y de las empresas eléctricas, de avanzar hacia una matriz energética más limpia, entendiendo los múltiples desafíos en competitividad que la economía nacional tendrá *ad portas* de los mercados bajos en carbono en el mundo.

La Política Energética Nacional de 2022 estableció que, para contribuir al cumplimiento de la meta legal del país respecto a la carbono neutralidad establecida en la Ley Marco de Cambio Climático, el sector energético tiene que reducir en un 60% sus emisiones de GEI al 2050, respecto a la cifra del año 2018. Para esto, una de las metas más relevantes es alcanzar 100% de generación eléctrica proveniente de energías renovables o energías cero emisiones al 2050, considerando la meta intermedia de un 80% de generación renovable al 2030.

7 Balance Nacional de Energía, Ministerio de Energía, 2018

8 Última sesión de la Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón: https://energia.gob.cl/sites/default/files/20190103_presentacion_ministerio_energia_sesion_9_0.pdf

9 Este acuerdo se oficializó a través del Decreto Exento N° 50, del 13 de marzo de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón. Disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf

Para lograr lo anterior, se requiere concretar el retiro o reconversión del uso del carbón a medida que las condiciones e infraestructura habilitantes estén disponibles, además de instalar una importante capacidad adicional de centrales de generación de energías limpias que utilizan recursos energéticos locales, y/o reconvirtiendo las actuales centrales a energéticos de bajas emisiones.

De acuerdo a lo anterior, y al procedimiento establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos junto al Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, desde 2018 a la fecha han sido retiradas 11 unidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) equivalentes a 1.679 MW, lo que representa un 30% de la capacidad instalada a carbón. Conjuntamente, 4 unidades estarán disponibles para ser retiradas y 1 unidad estará disponibles para ser reconvertida durante 2026. **Las 12 unidades restantes deberán ser retiradas o reconvertidas a más tardar al 2040.**

1.2 TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DESARROLLO SUSTENTABLE

La transición energética tiene efectos en las diversas dimensiones de la sustentabilidad, por lo que requiere ser abordada de manera integral, donde participen diversos actores, articulados intersectorialmente desde el Estado. Por lo tanto, este plan requiere ser complementado junto a otros instrumentos de política pública que abarquen esas diversas dimensiones.

Una de ellas es la **transición justa**, que busca asegurar que la transformación hacia una matriz energética baja en emisiones se realice de manera inclusiva, equitativa y sostenible, sin dejar atrás a las personas, comunidades y territorios que dependen de las actividades intensivas en emisiones o que deban convivir con la nueva infraestructura energética que permitirá el retiro del carbón. En este marco, la transición energética justa se estructura en torno a dos procesos complementarios y sincronizados: la transición energética justa de salida y la transición energética justa de entrada.

- **Transición energética justa de salida:** Hace referencia a un proceso planificado y ordenado de retiro, cierre o reconversión de las centrales a carbón como infraestructuras intensivas en emisiones. Este proceso implica no solo la desconexión física de la generación térmica, sino también la gestión de las implicancias sociales y económicas asociadas a dicho proceso. La pérdida de empleos directos e indirectos, la disminución o transformación de la actividad económica local y la necesidad de restauración ambiental de los sitios intervenidos, son algunos de los aspectos a considerar. La transición energética justa de salida requiere la implementación de medidas específicas, como programas de protección social, diversificación económica, recualificación laboral, apoyo a la movilidad y recolocación de trabajadores, entre otras.
- **Transición energética justa de entrada:** Corresponde al despliegue de nuevas capacidades productivas, tecnológicas y laborales, que buscan abordar las mermas en el sistema producidas por el retiro, cierre o reconversión de las centrales a carbón. Este proceso abarca el desarrollo acelerado de proyectos de generación renovable, la expansión y modernización de la infraestructura de transmisión y almacenamiento, la promoción de industrias asociadas a la economía baja en emisiones y la creación de empleos de calidad en los territorios involucrados. La transición energética justa de entrada requiere la articulación de incentivos a la inversión, programas de formación y reconversión laboral, regulaciones sectoriales, ordenamiento y gestión territorial. Exige además el fomento a la elaboración de acuerdos territoriales, que aseguren la participación de los actores locales en la toma de decisiones y mecanismos de participación social que permitan a las comunidades beneficiarse de las nuevas oportunidades.

Ambos procesos se encuentran intrínsecamente relacionados, por lo que deben ser gestionados de manera coordinada. La instancia de retiro de la capacidad térmica a carbón debe ser acompañada por la habilitación de alternativas de generación renovable, baja en emisiones.

De este modo, **el presente Plan de Descarbonización se centra en medidas necesarias para una “transición energética justa de entrada”** y se complementa con otros instrumentos que abordan diversas aristas de la sustentabilidad, como:

- **Estrategia Nacional de Transición Socio Ecológica Justa (ENTSEJ):** A partir del año 2022, el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) toma el rol coordinador de la Transición Socio Ecológica Justa. Con un enfoque intersectorial, se establece la **Oficina de Transición Socioecológica Justa (OTSEJ)**¹⁰; crea y formaliza el **Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa (CITSEJ)**¹¹. Paralelamente elabora la **Estrategia Nacional de Transición Socio Ecológica Justa (ENTSEJ)**, que plantea los siguientes 4 ejes estratégicos, además de un Plan de Acción al 2030:
 - (1) oportunidades para el trabajo decente
 - (2) restauración y resguardo de ecosistemas
 - (3) bienestar social e igualdad de género
 - (4) innovación y tecnología para un desarrollo productivo sostenible junto con un Plan de Acción.

En este contexto, el MMA a través de la OTSEJ, liderará y coordinará la implementación de la ENTSEJ en relación con la **“transición energética justa de salida”**^{12 13}. Por lo tanto, entre las principales materias que complementan al Plan de Descarbonización, se encuentran aquellos mecanismos que permitan gestionar procesos de cierre y/o reconversión de infraestructuras de generación eléctrica, reconversión laboral y creación de empleos, junto a la diversificación y sofisticación productiva, entre otros.

- **Norma de emisión para centrales termoeléctricas:** En marzo de 2025, el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, aprobó la revisión de la norma vigente desde 2011, siendo un instrumento crucial para compatibilizar los objetivos de reducción de contaminantes locales y globales en nuestro país, en un desafiante proceso de salida del carbón de nuestra matriz eléctrica.

La norma tiene por objeto controlar las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), mercurio (Hg), níquel (Ni) y vanadio (V), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente, fortaleciendo la regulación ambiental al reducir los límites de emisión para centrales existentes, e incorporando un importante incentivo para la reconversión tecnológica de las termoeléctricas a carbón. Para ello dotó de mayores atributos de seguridad y suficiencia al SEN, particularmente en el corto y mediano plazo.

- **Modificaciones en la Evaluación Ambiental:** En junio de 2025, el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, aprobó una modificación al Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que busca actualizar los criterios de ingreso al

10 Resolución Exenta N° 0665/2022 del Ministerio del Medio Ambiente.

11 Decreto N°57/2022 del Ministerio del Medio Ambiente. El Comité está integrado por los/las ministros/as del Medio Ambiente, de Energía, de Desarrollo Social y Familia, del Trabajo y Previsión Social, de Economía, Fomento y Turismo, de Minería, de Salud, de la Mujer y Equidad de Género y de Educación.

12 Resolución Exenta N°1364 de diciembre de 2017 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Huasco; Resolución Exenta N°645 de julio de 2017 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Puchuncaví y Quintero; y Resolución Exenta N°144 de febrero de 2018 del Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba Programa para la Recuperación Ambiental y Social de Coronel.

13 <https://mma.gob.cl/transicion-socioecologica-justa/>

SEIA con el objetivo de hacerlo más eficiente, sin disminuir los estándares de protección ambiental. En relación al proceso de descarbonización, es relevante destacar la incorporación de criterios diferenciados para la modificación de proyectos que ya cuentan con Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Aquello podría tener un impacto relevante en proyectos que reutilicen territorios ya intervenidos por proyectos con RCA, a través de modificaciones que no generen nuevos impactos relevantes. Tal podría ser el caso de obras de ampliación de transmisión eléctrica y la incorporación de un umbral de distancia mínima de 2 kilómetros para que las líneas de transmisión eléctrica deban ingresar al SEIA, lo cual tendrá un impacto relevante en el impulso a proyectos de almacenamiento de energía, que actualmente son sujeto de evaluación por sus líneas de conexión.

Asimismo, en febrero de 2024 se publicó la Fase 1 de la modificación, que tuvo como principal objetivo la incorporación de la variable del cambio climático en la evaluación de impacto ambiental, en cumplimiento de la Ley Marco de Cambio Climático, y el fortalecimiento del acceso a la información y la participación ciudadana en materia ambiental, en cumplimiento del Acuerdo de Escazú.

Por otra parte, este Plan de Descarbonización también se complementa con las modificaciones que se están discutiendo a la Ley 19.300, que busca fortalecer y hacer más eficiente los instrumentos de gestión ambiental, especialmente el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Boletín 16552-12); y en la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, que tiene por objetivo modernizar, simplificar y agilizar la tramitación de permisos sectoriales necesarios para ejecutar proyectos de inversión.



Plan de Descarbonización



2. PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

El cambio climático es considerado uno de los principales desafíos globales del siglo XXI, lo que exige a los países adoptar medidas estructurales, que orienten su desarrollo hacia una economía baja en emisiones. Según lo señalado en los capítulos anteriores, nuestro país ha asumido el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad a más tardar el año 2050.

Uno de los pilares fundamentales para lograr estas metas es la transformación profunda del sector energético y particularmente, del sector eléctrico, el cual representa una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional.

Para avanzar en esa dirección y considerando que se han cumplido 5 años desde los primeros acuerdos voluntarios para el retiro de centrales a carbón en Chile. Resulta fundamental habilitar mecanismos que fomenten la descarbonización de la matriz eléctrica, generando certeza sobre cómo se incorporarán las nuevas tecnologías en los mercados eléctricos y establecer incentivos adecuados para su correcto desarrollo.

En este sentido, el objetivo del Plan de Descarbonización es implementar una hoja de ruta con medidas necesarias a corto y mediano plazo, que permitan una transición energética eficiente, segura, sostenible y resiliente, promoviendo el emplazamiento de infraestructura de generación de energía renovable y limpia, con los atributos necesarios para la operación del sistema eléctrico en condiciones de una alta penetración de energía variable.

2.1. ALCANCE Y OBJETIVOS DEL PLAN

La transición hacia un mercado eléctrico más sostenible plantea desafíos técnicos, económicos y regulatorios de gran complejidad: por una parte, el retiro de centrales a carbón y por otra, la integración masiva al sistema eléctrico de energías renovables variables, como la solar y eólica, que presentan altos niveles de variabilidad y volatilidad.

El **alcance** del plan es a corto-mediano plazo, con foco en 2030. Centrado en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente el mercado mayorista, en coherencia con la visión a largo plazo de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional.

Si bien la infraestructura y la regulación existentes permitieron con éxito la incorporación de proyectos renovables, el aumento sostenido de estos niveles de integración requiere aspectos complementarios. Por ello, es necesario continuar avanzando en el reemplazo tecnológico, focalizado en tópicos tales como seguridad energética, flexibilidad del sistema y el desarrollo de infraestructura que permita trasladar la energía desde los sitios de generación a los de consumo.

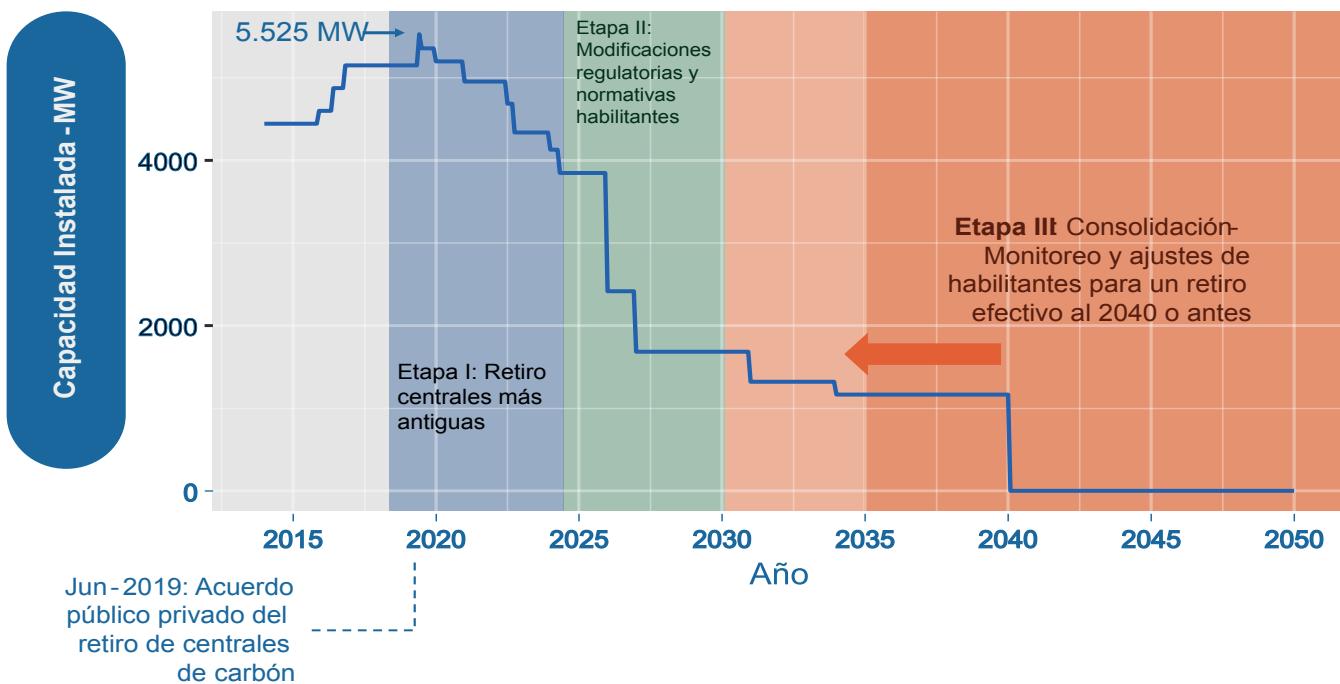


Figura 2: Etapas del retiro de centrales a carbón (elaboración propia).

Hasta ahora, y gracias a las acciones de política pública emprendidas por distintos gobiernos, el país ha transitado una **PRIMERA ETAPA** de descarbonización (como se muestra en la figura), preparándose para afrontar los desafíos que supondrá contar con un sistema eléctrico altamente renovable.

Desde el comienzo del proceso de descarbonización en 2018, a la fecha han sido retiradas 11 de las 28 centrales originales, correspondientes –en general– a unidades antiguas y poco eficientes, por lo que tenían un despacho y requerimiento sistémico menor en relación con otras unidades. Esta etapa de preparación ha permitido constatar que el sistema eléctrico requiere condiciones habilitantes, que permitan cubrir los distintos atributos que las centrales a carbón proveen al funcionamiento seguro y eficiente de la red eléctrica.

Este Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer las condiciones de una **SEGUNDA ETAPA** de cierre de centrales a carbón, estableciendo las condiciones habilitantes para ello. Por tanto, el Plan aborda las brechas identificadas para concretar el retiro y reconversión de centrales a carbón, las que se asocian principalmente a:

- Modelo de los mercados energéticos y sus incentivos para incorporar flexibilidad y nuevas tecnologías a la red.
- Agilidad para concretar el desarrollo de infraestructura habilitante relacionada a la transmisión, sistemas de almacenamiento, entre otras.
- Condiciones para que combustibles de transición, aporten entregando flexibilidad y seguridad al sistema.

Asimismo, el Plan aborda problemáticas territoriales para el desarrollo de proyectos energéticos urgentes para la carbono neutralidad¹⁴.

14 Carbono neutralidad: "estado de equilibrio entre las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero antropogénicas, en un periodo específico, considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones". Definición según artículo 3 letra m de la Ley Marco de Cambio Climático.



Con la consolidación del proceso de descarbonización, durante los próximos años se dará inicio a la **TERCERA ETAPA**. Ésta permitirá prescindir del carbón en la matriz eléctrica y concretar los últimos retiros de centrales, proceso cuyo nivel de aceleración dependerá de la materialización de las condiciones habilitantes, para la descarbonización dentro de esta década.

La discusión respecto a la forma que pueda tomar esta tercera etapa se dará en la próxima actualización de este proceso, a la luz del estado de implementación de las condiciones habilitantes. Por lo anterior, este Plan deberá ser revisado nuevamente en un plazo de 5 años, para verificar el estado de avance de cara a la etapa de finalización del proceso de descarbonización.

2.1.1. Objetivo general

El Plan de Descarbonización tiene como objetivo establecer una hoja de ruta con medidas que en su conjunto materialicen las condiciones necesarias para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente; dando continuidad al proceso de descarbonización iniciado entre 2018-2019, y que contribuya al cumplimiento de las metas establecidas en nuestra Política Energética Nacional y en la Ley Marco de Cambio Climático.

2.1.2. Objetivos específicos

Considerando los desafíos que presenta dar cumplimiento al objetivo general, los objetivos específicos son:

1. Habilitar el retiro seguro del carbón, gestionando los aspectos necesarios para ello y procurando que sus atributos en el sistema eléctrico sean sustituidos adecuadamente.
2. Impulsar la incorporación de tecnologías de generación limpia, acelerando una transición hacia una matriz energética más sostenible.
3. Robustecer la planificación energética y de transmisión para enfrentar los desafíos de una transición segura y resiliente.
4. Fortalecer la flexibilidad del sistema eléctrico para asegurar un suministro seguro, confiable y de calidad, adaptándose a los desafíos de la transición energética y a la creciente integración de fuentes renovables variables.
5. Disponer de incentivos que habiliten la construcción de nueva infraestructura energética crítica para los objetivos de descarbonización, agilizando procesos administrativos asociados a fin de alcanzar su pronta puesta en marcha.

2.2. PROCESO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN

Para la construcción del Plan de Descarbonización, el Ministerio de Energía contó con diversos diagnósticos y lineamientos surgidos de procesos anteriores, los cuales abordaron los desafíos de la integración de energías renovables al sistema eléctrico, tales como la Estrategia de Flexibilidad, la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón, y la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética, entre otros.

No obstante, los principales insumos se obtuvieron a partir de las sesiones de trabajo técnico y de diálogo estratégico con los distintos actores del sector. En ellas se identificaron las condiciones necesarias para habilitar una descarbonización acelerada del sistema eléctrico. Estas discusiones se organizaron en torno a tres bloques temáticos: modernización de la red e infraestructura habilitante; descarbonización, reconversión y combustibles de transición; y transición justa. Además de lo anterior, se consideraron los análisis realizados por los equipos técnicos y regulatorios del Ministerio



de Energía sobre los desafíos y problemáticas identificadas en las sesiones de trabajo previamente descritas, en complemento con los análisis que fueron realizados en conjunto con la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional a inicios del año 2022, para efectos de establecer los desafíos y proponer medidas para el retiro de centrales a carbón.

Estas instancias permitieron relevar las problemáticas, desafíos y oportunidades que involucra el cierre de las centrales a carbón, logrando avanzar hacia consensos, promoviendo una visión compartida para el diseño de este Plan.

2.2.1. Talleres participativos¹⁵

Entre septiembre de 2023 y enero de 2024 se llevó a cabo un proceso participativo, apoyado por el Banco Interamericano de Desarrollo y bajo la dirección del Ministerio de Energía, que tuvo como propósito fundamental articular la discusión estratégica y análisis de representantes del sector privado, público, sociedad civil, organismos internacionales y la academia. Este proceso se estructuró en torno a tres ejes temáticos:

- **Eje 1:** Modernización de la red, el mercado eléctrico e infraestructura
- **Eje 2:** Reversión termoeléctrica y combustibles de transición
- **Eje 3:** Transición energética justa y comunidades

A lo largo de las sesiones dedicadas a cada eje temático, los participantes establecieron un diálogo constructivo sobre los desafíos y oportunidades que plantea el proceso de descarbonización, con un enfoque particular en el retiro de las centrales a carbón. Este intercambio de conocimientos y experiencias enriqueció el análisis y permitió identificar las acciones necesarias para avanzar hacia una matriz energética más sostenible.



Figura 3: Proceso de elaboración del Plan (elaboración propia).

15 Más información en el sitio web <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>



2.2.2. Estudios y análisis aportados por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería de la Universidad de Chile

En julio de 2024, el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) publicó el informe **“Recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena”**, elaborado en conjunto con Centra de la Universidad Adolfo Ibáñez, el Centro de Energía de la Universidad de Chile y las consultoras SPEC y Vinken. Durante su desarrollo, participaron en mesas de trabajo gremios del sector eléctrico, instituciones públicas y ONGs.

Este texto arrojó diagnósticos de distintas problemáticas en el Sistema Eléctrico Nacional. Presentó recomendaciones para el marco regulatorio y el diseño del mercado eléctrico chileno, que permitan habilitar la descarbonización de la matriz energética nacional de manera sustentable, eficiente, segura y resiliente, identificando medidas en cuatro áreas:

- Planificación de la transmisión
- Mercados de corto plazo,
- Programación de la operación
- Mercados de largo plazo.

Adicionalmente, en 2025 el ISCI desarrolló el estudio **“Análisis de las medidas relacionadas con modificaciones regulatorias en el contexto de las propuestas derivadas de la mesa de descarbonización”**, tomando como base el borrador del Plan de Descarbonización publicado en 2024 para Consulta Pública, encargado por el Ministerio de Energía. El estudio aportó al perfeccionamiento del plan de descarbonización, a través de un análisis técnico independiente, que evaluó la solidez regulatoria, técnica y económica de las medidas propuestas en el borrador.

2.2.3. Diálogo con el Consejo de Políticas de Infraestructura (CPI)

El 27 de agosto de 2024, el Ministro de Energía, Diego Pardow, fue invitado a la Reunión de Consejo, donde se dialogó en torno a una “mirada de largo plazo para el sistema energético; el futuro de la transición energética, el “sistema de silos” presente en infraestructuras lineales, así como el uso del territorio en el ámbito de los proyectos de infraestructura para la energía”, lo cual quedó sistematizado en el documento “Cuadernos del CPI N°160. Energía: pensando en el futuro”, de agosto de 2024¹⁶.

La instancia se destacó como “la primera conversación que tiene el Consejo de Políticas de Infraestructura sobre los temas de energía” la cual se da en un contexto en que “Chile ha suscrito un compromiso medioambiental para la carbono neutralidad en el país de aquí al 2050. De alguna manera, ese compromiso ordena decisiones de política pública y de inversión”. Entre otras materias, se abordaron las dificultades que enfrentan en su desarrollo las obras de infraestructura energética, especialmente la transmisión, señalándolo como “una tarea más que urgente”, así como “la no utilización de obras para propósitos complementarios, desaprovechando beneficios de una inversión importante” dado que “la infraestructura eléctrica no se coordina con la de telecomunicaciones, ni con la vial o la del agua”. Se conversó también acerca de los impactos que genera el desarrollo de “infraestructuras modulares” y las posibilidades para que este desarrollo aporte a –y no sea un obstáculo para– la transición energética.

16 Disponible en https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/ CUADERNO-160_VF.pdf



Reconociendo el valor de esta instancia, así como la necesidad de comprender la infraestructura energética integrada en un marco mayor de desarrollo de infraestructura para el país, el Plan de Descarbonización aborda propuestas para avanzar en las líneas expuestas.

2.3. ESTRUCTURA DEL PLAN

El plan se estructura sobre cuatro ejes que sustentan su objetivo principal: permitir el retiro del carbón de la matriz eléctrica y fomentar aceleradamente las condiciones de mercado, infraestructura y de operación de la red que permitirán el cumplimiento de las metas nacionales climáticas asociadas a descarbonización.

EJE 1 – INCENTIVOS E INSERCIÓN TERRITORIAL PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS:

Se proponen medidas para impulsar el desarrollo de proyectos que permitirán compensar el retiro del carbón, además de identificar medidas para promover la reconversión de centrales térmicas hacia combustibles de transición o alternativas de bajas emisiones, manteniendo así la actividad y los empleos. A su vez, se incluyen medidas para que estos proyectos necesarios para la descarbonización se inserten adecuadamente en el territorio.

EJE 2 – PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO:

Aborda la planificación y expansión del sistema de transmisión, infraestructura clave que habilitará la descarbonización de la red eléctrica.

EJE 3 – TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD:

Completa al eje anterior, abordando mejoras en la operación y remuneración del sistema de transmisión que habilite un mejor uso de la infraestructura, una expansión eficiente y la incorporación de nuevas tecnologías.

EJE 4 – SISTEMA ELÉCTRICO SEGURO Y FLEXIBLE EN UN CONTEXTO ALTAMENTE RENOVABLE:

Aborda aspectos técnicos y regulatorios relacionados al funcionamiento de los mercados eléctricos, desde una perspectiva de corto plazo, lo que incluye la operación y señales de precio y una óptica de largo plazo, enfocada en el diseño del mercado y las señales de inversión.

Por último, este Plan incluye un capítulo sobre la **GOBERNANZA PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y EL SEGUIMIENTO DEL PLAN** donde, además de establecer responsabilidades y metodologías para la implementación y seguimiento del plan, se comprometen medidas para el monitoreo del desempeño de variables claves para la continuidad del proceso de descarbonización, tales como la seguridad del sistema y la competencia de los mercados asociados.

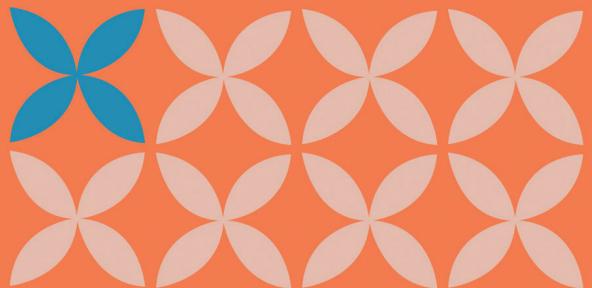


Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile



Medidas del Plan de Descarbonización

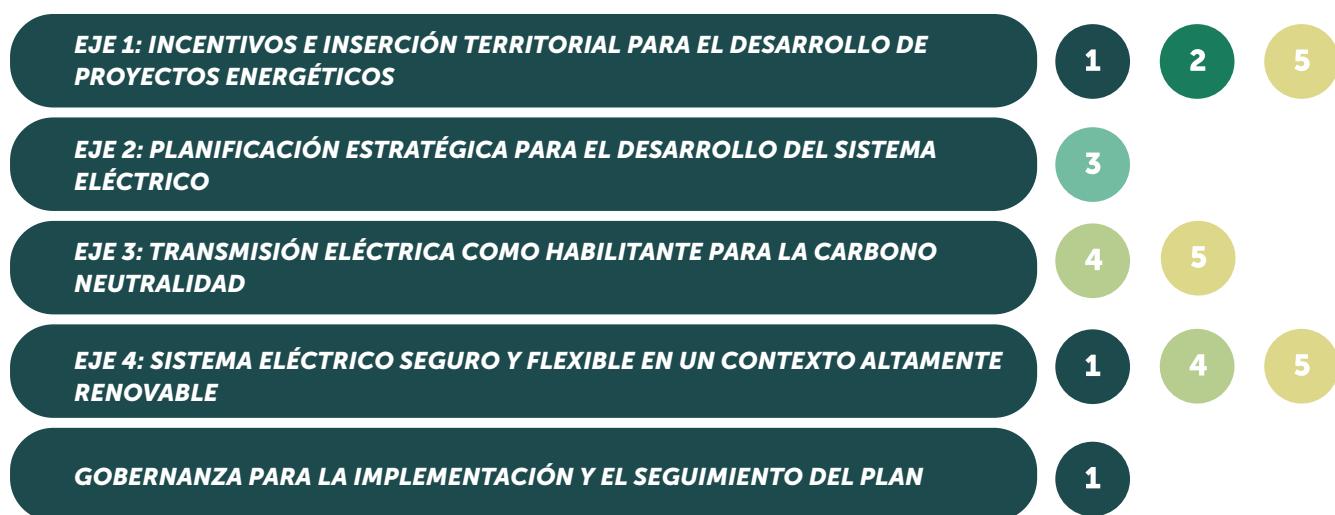




3. MEDIDAS DEL PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

El Plan se organiza en ejes temáticos que representan los principales ámbitos de acción, los que a su vez contienen medidas concretas a ser implementadas en un plazo establecido.

La siguiente figura visualiza cómo cada eje se vincula con los objetivos específicos detallados en el capítulo anterior.



Objetivos específicos

- 1** Habilitar el retiro seguro del carbón, gestionando los aspectos necesarios para ello y procurando sus atributos en el sistema eléctrico sean sustituidos adecuadamente.
- 2** Impulsar la incorporación de tecnologías de generación limpia, acelerando una transición hacia una matriz de energía más sostenible.
- 3** Robustecer la planificación energética y de transmisión para enfrentar los desafíos de una transición segura y resiliente.
- 4** Fortalecer la flexibilidad del sistema eléctrico para asegurar un suministro seguro, confiable y de calidad, adaptándose a los desafíos de la transición energética y a la creciente integración de fuentes renovables variables.
- 5** Disponer de incentivos que habiliten la construcción de nueva infraestructura energética crítica para los objetivos de descarbonización, agilizando procesos administrativos asociados a fin de alcanzar su pronta puesta en marcha.

Figura 4: Ejes y relación con objetivos del Plan.

EJE 1: INCENTIVOS E INSERCIÓN TERRITORIAL PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

La descarbonización del sistema eléctrico exige no solo inversiones significativas en nuevas tecnologías e infraestructuras, sino también una implementación ágil y eficiente de éstas. Es ampliamente conocido que alcanzar las metas de descarbonización y carbono neutralidad en los plazos establecidos, requiere una transición energética acelerada, que debe considerar también ser justa para ser sostenible en el tiempo.

Lo anterior, implica abordar de manera coordinada tanto la transición energética justa de salida, es decir, el retiro y reconversión de las centrales a carbón y la gestión de sus impactos sociales, laborales y ambientales, como la **transición energética justa de entrada**; el despliegue de nuevas capacidades productivas, tecnológicas y laborales que habiliten la economía verde y la generación renovable, de forma armoniosa con el medio ambiente y las comunidades locales.

Aquel escenario genera tanto oportunidades como desafíos. Como gran oportunidad surge la opción de reconvertir las centrales de carbón, aprovechando la infraestructura energética que queda disponible, dando lugar a la reconversión productiva de los territorios afectados¹⁷.

Por otra parte, existen desafíos relevantes a los que se enfrentan los proyectos que contribuyen a la transición energética. En primer lugar, los tiempos de tramitación de éstos se contraponen a la urgencia de la puesta en marcha de las iniciativas de transición energética, para reemplazar el carbón y satisfacer la creciente demanda de energía, considerando atributos de seguridad y calidad de servicio.

Finalmente, el desarrollo de infraestructura energética y los nuevos requerimientos de emplazamiento han ocasionado una creciente tensión entre diversos intereses por el uso del territorio. Por tanto, es necesario incorporar un enfoque territorial y participativo, considerando las particularidades de las áreas donde se emplacen los proyectos, así como los intereses de las comunidades locales en consonancia con la visión de desarrollo nacional y los principios de la transición energética justa.

La descarbonización exige una estrategia integral que combine incentivos regulatorios, financieros y tributarios, innovación tecnológica, una gestión administrativa ágil, eficiente y una articulación oportuna con la transición justa de entrada. El objetivo es crear condiciones habilitantes para que la descarbonización ocurra en los plazos comprometidos.

17 A la fecha, se han realizado estudios de alternativas tecnológicas para la reconversión, tales como el "Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile", desarrollado por Inodú el 2018, con financiamiento de GIZ y contraparte del Ministerio de Energía, disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/11_2018_inodu_alternativas_tecnologicas.pdf.

Incluso se han presentado proyectos de reconversión al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) que ya cuentan con sus Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) aprobadas, y una con resolución de consulta de pertinencia de no ingreso al SEIA:

- Reconversión de la Central Termoeléctrica Angamos (CTA) a sistema de sales solares: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2157280115
- Reconversión de la Central Termoeléctrica Andino a biomasa: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2152626705
- Reconversión de la central Infraestructura Energética Mejillones a gas natural: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2152607168
- Sistema de almacenamiento BESS (Battery Energy Storage System) Tocopilla: <https://pertinencia.sea.gob.cl/proceso/pertinencias/obtener/PERTI-2023-13454>

1. Tramitación acelerada de proyectos críticos para la descarbonización de la matriz energética

Diagnóstico: La experiencia tanto nacional como internacional demuestra que los principales obstáculos para acelerar las inversiones críticas en la transición energética no radican en la dificultad del cumplimiento de los estándares ambientales, ni en los requisitos técnicos de los permisos sectoriales. Más bien, se encuentran en las brechas de coordinación institucional, la duplicidad de trámites y los tiempos excesivos asociados a la tramitación administrativa.

Estas limitaciones generan incertidumbre regulatoria, retrasan la ejecución de proyectos clave para la transición energética y dificultan el cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por el país. Conjuntamente, obstaculizan el despliegue oportuno de tecnologías limpias que permiten el retiro progresivo de centrales a carbón.

Diversos países han abordado esta problemática desde distintos enfoques. Por ejemplo, en la Unión Europea se crearon los Proyectos de Interés Común (PCI), orientados a conectar los sistemas energéticos de los Estados miembros, mejorar la seguridad del suministro e integrar las energías renovables, contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En Reino Unido, se establecieron las Declaraciones de Política Nacional (National Policy Statements - NPS), documentos que definen los lineamientos gubernamentales para el desarrollo de infraestructuras estratégicas, establece criterios ambientales predefinidos y habilitan rutas rápidas de evaluación para proyectos energéticos, sin con ello reducir o pasar por alto los estándares ambientales.

Objetivo: Acelerar la construcción y operación de proyectos críticos, que generen los requisitos habilitantes para el retiro de centrales a carbón para el año 2035, siempre que las condiciones técnicas sistémicas lo permitan. Para ello, se propone un proyecto de ley orientado a impulsar la tramitación de permisos sectoriales y ambientales de proyectos que se consideren estratégicos para los fines antes señalados.

El proyecto de ley establecerá un régimen especial para acelerar la evaluación, autorización e implementación de iniciativas consideradas críticas, cuya ejecución es condición necesaria para el retiro progresivo de centrales termoeléctricas a carbón. Esta medida busca asegurar la viabilidad técnica y económica del proceso, garantizando al mismo tiempo la seguridad del sistema eléctrico, la competencia en el mercado y el mantenimiento de los estándares ambientales vigentes.

Las principales disposiciones del proyecto de ley incluirán:

- **Requisitos y tipologías:** Se definirán los tipos de proyectos que podrán acogerse al régimen de tramitación acelerada, así como el procedimiento para su selección, tales como obras de transmisión, sistemas de almacenamiento de energía y reconversión de centrales.
- **Obligaciones:** Los proyectos que se beneficien del régimen deberán financiar iniciativas relacionadas a proyectos sociales energéticos, previamente aprobados por el Ministerio de Energía, tales como proyectos de electrificación rural o proyectos de generación distribuida.

Adicionalmente, el proyecto de ley contempla la realización de un estudio anual por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, que evalúe el horizonte temporal de los impactos en el sistema derivados del retiro de las centrales a carbón, así como las condiciones habilitantes necesarias para acelerar la descarbonización.

Esta iniciativa se alinea con una tendencia internacional que reconoce la necesidad de agilizar los procesos de tramitación para proyectos estratégicos, en el marco del cumplimiento de compromisos climáticos. Países como Reino Unido, Nueva Zelanda y Alemania han implementado regímenes especiales para acelerar el desarrollo de infraestructura eléctrica, en la tramitación de permisos.

Cabe destacar que el financiamiento de proyectos sociales energéticos se inserta dentro de un marco de política pública integral para la transición energética justa de entrada, cuyo referente es la Medida 7 de este plan. De este modo, las iniciativas financiadas no solo cumplen con obligaciones regulatorias, sino que responden a una estrategia más amplia de desarrollo territorial, equidad y participación comunitaria, asegurando que los beneficios de la descarbonización lleguen efectivamente a los territorios y comunidades involucradas.

Plazo: 2025: Presentación de proyecto de ley régimen transitorio acelerado para la descarbonización.

Responsable: Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda, Ministerio del Medio Ambiente y Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, Coordinador Eléctrico Nacional.

Instrumento: Proyecto de ley de régimen transitorio acelerado para la descarbonización.

2. Fomento a la reconversión acelerada de centrales a carbón

Diagnóstico: A la fecha, se han retirado 1.679 MW de capacidad a carbón del Sistema Eléctrico Nacional, principalmente provenientes de centrales antiguas que ya habían cumplido su vida útil. No obstante, las etapas actuales del plan de retiro incluyen unidades más nuevas, aún operativas, que enfrentan una decisión estratégica: reconvertirse o cerrar.

El cierre sin reconversión implica costos significativos, tanto al privado como al sistema, tales como la pérdida de ingresos proyectados, gastos de desmantelamiento, pérdida de activos, pérdida de atributos técnicos relevantes para el sistema eléctrico o el aporte social a través de empleos. En contraste, la reconversión tecnológica —hacia gas natural, biomasa, condensadores síncronos o almacenamiento, entre otros— aparece como una alternativa más eficiente, al permitir extender la vida útil de los activos, mantener su aporte a la matriz energética y conservar atributos técnicos relevantes para el sistema eléctrico, como la inercia.

Objetivo: Dadas las ventajas en productividad de los proyectos de reconversión por sobre el cierre de las centrales, y con el objeto de propiciar dichos recambios, se desarrollará un estudio por parte del Ministerio de Energía que permita identificar medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile.

Plazo: Inicio de estudio en 2025

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Estudio financiado con apoyo económico del Banco Mundial.

3. Instrumentos de incentivos a la descarbonización

Diagnóstico: El impuesto a las emisiones en fuentes fijas presenta características que limitan su efectividad como instrumento correctivo, ya que no permite internalizar adecuadamente el costo de las emisiones. Esto se debe a que no se incorpora en el costo marginal de producción, ni cuenta con una trayectoria predecible de incremento progresivo y gradual. Esta limitación ha sido reconocida por diversas instituciones internacionales, así como por actores del propio sector durante los primeros años de implementación del impuesto.

Por otra parte, a nivel internacional, existen oportunidades de financiamiento climático de diferente naturaleza. Chile ha emprendido una implementación temprana y ha establecido un marco institucional sólido para el uso de mercados de carbono internacionales, en el cumplimiento

de sus compromisos climáticos. Ejemplo de ello es el DS N°32/2024 del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento que establece las condiciones y requisitos relativos a los certificados de reducción o absorción de emisiones de gases de efecto invernadero, en el marco de la cooperación establecida a nivel internacional en el artículo 6º del acuerdo de Paris. Esto, no solo es una oportunidad para seguir impulsando la transición energética de Chile a nivel internacional y financiarla de manera costo-efectiva, es también la posibilidad de promover el desarrollo sostenible y la integridad ambiental de los proyectos de mitigación.

La trazabilidad de atributos renovables es fundamental para medir, registrar, verificar y certificar la producción y consumo de la electricidad proveniente de fuentes renovables en Chile, ya que permite dotar de transparencia y robustez al sistema, a la vez que se disminuyen los riesgos de doble contabilidad, doble comercialización y proclamación de la energía eléctrica renovable. Aquello tiene impactos positivos en el uso de instrumentos, plataformas y reportabilidad de consumos y emisiones de quienes utilizan electricidad.

Objetivo: Potenciar el desarrollo de proyectos, gatillar las inversiones de nuevas tecnologías y aumentar los beneficios económicos de la descarbonización, a través de una batería de acciones que, desde diferentes perspectivas, mejoren las condiciones financieras de las soluciones que acompañan el cierre de las centrales térmicas a carbón.

Se han identificado mejoras en el diseño del impuesto a las emisiones en fuentes fijas que permiten eliminar ciertas distorsiones, cumpliendo así un rol correctivo en la disminución de emisiones, a través de la internalización del costo variable de las unidades gravadas junto a un aumento progresivo, responsable y paulatino de su valor. Considerando el contexto actual, esto podría materializarse a partir del año 2027, atendido que la reflexividad del impuesto en el costo variable incrementaría la diferencia entre los costos de inyección y retiro de varios agentes.

Los mercados de carbono a nivel internacional también pueden jugar un rol fundamental en el cierre de las brechas financieras de proyectos. A través de los mecanismos cooperativos del Acuerdo de París como el Artículo 6, los acuerdos bilaterales de implementación o la institucionalidad misma con la que Chile ya cuenta, es posible financiar proyectos de almacenamiento y/o reconversión de centrales (entre una variada lista de tipologías). Esto a través de la venta, total o parcial, de Resultados de Mitigación Transferidos Internacionalmente (ITMOs, por sus siglas en inglés), previa autorización de Chile.

Por otra parte, la trazabilidad de los contratos de energías renovables y sus atributos puede impulsarse a través de un reconocimiento formal al factor de emisión de la red, junto a su correspondiente factor de emisión residual, alineada con las guías metodológicas del IPCC. Esto permitiría un correcto uso de los instrumentos y evitaría la doble contabilidad de emisiones de alcance 2, promoviendo la transparencia y la robustez del sistema.

Para el cálculo del factor de emisión residual se reconocerá al Registro Nacional de Energías Renovables (RENOVA), del Coordinador Eléctrico Nacional, como la plataforma central para la certificación de energías renovables que se generan y consumen en el país, a fin de garantizar su trazabilidad, transparencia y confiabilidad para los mercados y el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

Para lograr lo anterior, se propone:

- Modificar el impuesto a las emisiones en fuentes fijas del sector de generación eléctrica, a través de un aumento gradual del impuesto verde y siendo considerado en el costo marginal, de tal manera de reforzar su impacto correctivo.
- Autorizar proyectos de almacenamiento y reconversión de centrales, al alero de los acuerdos bilaterales que Chile ha suscrito para implementar el párrafo 2 del Artículo 6 del Acuerdo de París.

- Reconocer a RENOVA como la plataforma de trazabilidad de atributos renovables, junto a la formalización del cálculo del factor de emisión y factor de emisión residual de la red.

Plazos:

- 2025: Incorporar los sistemas de almacenamiento de energía y reconversión de centrales en las tipologías de actividades de mitigación en el marco del Artículo 6
- 2025: Formalización del factor de emisión y factor de emisión residual de la red a través de resolución exenta del Ministerio de Energía.
- 2026: Mesa de trabajo para la revisión del impuesto a las emisiones en fuentes fijas. En particular, para el sector generación de electricidad, liderada por el Ministerio de Hacienda junto al Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

Responsables: Ministerio de Hacienda, en coordinación y sobre la base de los insumos técnicos del Ministerio de Energía para el impuesto a las emisiones; Ministerio del Medio Ambiente para autorizaciones de proyectos bajo Artículo 6 en base al pronunciamiento técnico del Consejo Nacional de Artículo 6; y el Coordinador Eléctrico Nacional.

Instrumento: Ley 20.780 y 21.210 (Impuesto a las emisiones en fuentes fijas), DS N°32/2024 del Ministerio del Medio Ambiente (Artículo 6 del Acuerdo de París).

4. Reducir rentas concesionales de terrenos fiscales para nueva infraestructura ubicada en zonas de transición energética o planificadas por el Estado

Diagnóstico: A la fecha se ha consolidado una línea de trabajo conjunta entre el Ministerio de Energía y el Ministerio de Bienes Nacionales, en el marco de convenios de colaboración, para fomentar el desarrollo de proyectos de generación de energía renovable, almacenamiento de energía y producción de hidrógenos verde y sus derivados, a través de licitaciones de terrenos fiscales para este fin. Sin embargo, la tramitación y ejecución de estos proyectos no ha estado exento de dificultades, tanto por el riesgo de mercado asociado al desarrollo de nuevas tecnologías, como por su emplazamiento territorial y posibles impactos.

Esta política de incentivo se ha evaluado como exitosa, sin embargo, es necesario perfeccionarla en el contexto de la descarbonización de la matriz energética. Para ello, es preciso que ésta refleje el riesgo asumido por los desarrolladores, y que simultáneamente cuente con un trabajo previo que evalúe y prevea dificultades de emplazamiento que los proyectos puedan enfrentar. De este modo se propician mejores localizaciones, a través de análisis territoriales tempranos, asociados a procesos de planificación energética.

Objetivo: Incentivar la inversión privada en proyectos de infraestructura clave para la descarbonización y el cumplimiento de la meta nacional de mitigación del cambio climático, mediante la disminución de las rentas concesionales que deriven del uso de terrenos fiscales.

Se busca incorporar en los procesos de licitaciones de terrenos fiscales un incentivo de reducción de rentas concesionales para proyectos que, según criterios de elegibilidad definidos en conjunto por el Ministerio de Bienes Nacionales y de Energía, contribuyan a la descarbonización y a la meta de mitigación del cambio climático.

Se considerará como criterio de elegibilidad complementario para acceder a este incentivo la localización en:

- i. **Zonas de transición energética por retiro o reconversión de centrales a carbón**, que

permitan mantener o compensar la actividad económica y la provisión de empleos en dichas zonas, en línea con la transición socioecológica justa.

- ii. **Zonas o franjas planificadas por el Estado** a través de instrumentos de planificación energética, de manera de acelerar la implementación de dichas localizaciones preferentes.
- iii. **Zonas con factibilidad socio territorial que hayan sido evaluados previamente y en forma conjunta entre el Ministerio de Energía y el Ministerio de Bienes Nacionales.**

Plazo: 2025 Convenio de colaboración con Ministerio de Bienes Nacionales.

Responsable: Ministerio de Bienes Nacionales, con el apoyo del Ministerio de Energía, quien entregará los insumos correspondientes.

Instrumentos: Plan de Licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales. Instrumentos de planificación energética.

5. Ajustes normativos para el tratamiento de la infraestructura habilitante de la transición energética en el contexto de la planificación territorial

Diagnóstico: Para el correcto despliegue de la infraestructura energética necesaria para alcanzar las metas de descarbonización, es esencial que los instrumentos de planificación territorial consideren tempranamente al sector energético, en el contexto de las políticas impulsadas por el país. Si bien ya es una materia que debe ser abordada en los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT), de acuerdo con lo establecido en la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC), en la práctica es común observar que en muchos IPT se prohíbe todo tipo de infraestructura o éstas solo son permitidas en sectores periféricos o fuera de los límites urbanos (Circular DDU N°481).

En el marco de la coordinación intersectorial se han materializado avances en la materia a la fecha, como por ejemplo la Circular DDE 481 referida entre otras materias al Estudio de Infraestructura Energética, Circular DDU 450 referida a los aerogeneradores, Circular DDU 470 referida a Hidrógeno y la Circular DDU 522 referida a almacenamiento de energía puro o aislado, así como el desarrollo del Estudio de base para la actualización de la OGUC en materia de infraestructura energética en el contexto de la Acción 35 del Plan de Acción de H2V, entre otros; avances particulares que es necesario consolidar con un enfoque integral.

Objetivo: Reconocer en la normativa urbanística el rol de la infraestructura en la transición energética, para el cumplimiento de las metas de descarbonización del país, en equilibrio con el ejercicio de las potestades de planificación territorial establecidas en la ley.

Por ello y en el contexto de este Plan, para el logro de sus objetivos en materia de reconversión y desarrollo de infraestructura habilitante de la transición energética, es necesario la incorporación del enfoque energético en las decisiones de planificación y en especial en lo que se refiere al uso del suelo y la forma de crecimiento urbano, considerando la meta de mitigación del artículo 4º de la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC) y la Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile que releva a una posición estratégica a la infraestructura asociada en la descarbonización y la ambición climática, y que además es consistente con los principios a los que debe ajustarse la planificación urbana establecidos en el artículo 28 decies de la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC), referidos a: sustentabilidad, cohesión territorial y eficiencia energética.

Por lo anterior, esta medida se enfoca en tres ámbitos:

- **Política Nacional de Desarrollo Urbano (PNDU):** En el marco de la actualización en desarrollo (Resolución Exenta N°63 de 20 de enero de 2025, el Ministro de Vivienda y Urbanismo),

considerar el rol de la planificación territorial en el contexto de la transición energética, consolidando además materias como el establecer *reglas que otorguen certeza al desarrollo de proyectos* (objetivo 2.5) especialmente aquella de carácter estratégico o de importancia nacional, como la relacionada con la provisión de energía (lineamiento 2.5.2) de la política vigente; en consistencia con el objetivo específico 3.1 de la Política Energética Nacional referido a *integrar en la planificación, diseño y gestión urbana, el ámbito energético como uno de los componentes claves del desarrollo urbano [...] fomentando y viabilizando [...] el desarrollo de infraestructura energética necesaria*.

- **Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC):** Modificación regulatoria y elaboración de Circulares interpretativas que correspondan, para dar coherencia a la definición de la infraestructura energética como uso de suelo en la OGUC con la normativa sectorial de energía, con los avances tecnológicos y respecto al contexto de la política pública que impulsa el país¹⁸; dando certeza sobre los usos de suelo y otras normas urbanísticas aplicables a la citada infraestructura en el marco de su aplicación en los IPT, y en consecuencia, en los permisos necesarios para el desarrollo de los proyectos y en la compatibilidad territorial en el contexto de la tramitación ambiental.

- **Estudio de Infraestructura Energética (artículo 28 decies LGUC¹⁹ y artículos 2.1.8.²⁰ y 2.1.10. OGUC):** Fortalecimiento metodológico del estudio técnico en el marco de la elaboración de los instrumentos de planificación territorial (IPT), para asegurar que los desafíos del sector en el contexto de la descarbonización y la ambición climática sean considerados tempranamente en el ejercicio de planificación territorial y que, además, garantice que los órganos competentes y la ciudadanía en general cuenten con todos los antecedentes pertinentes en forma oportuna. Ello, específicamente en la fase de diagnóstico (Circular DDU 516), para que sus conclusiones sean consideradas en materias como la zonificación de usos de suelo, resguardo de zonas no edificables e incentivos y condiciones urbanísticas en el contexto de las fases de "Formulación y Consulta de Imagen Objetivo" y de "Anteproyecto" y en las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable relativas a la mitigación y adaptación al cambio climático de estos instrumentos (artículo 43º LMCC).

Plazo:

- 2025: Consejo Nacional de Desarrollo Territorial (CNDT) entrega propuesta de Política Nacional de Desarrollo Urbano (PNDU) a la Comisión Interministerial de Ciudad, Vivienda y Territorio (COMICIVYT).
- 2026: Ingreso Decreto Modificación OGUC a CGR.
- 2026: Circular DDU MINVU Estudio de Infraestructura Energética.

Responsable: Ministerio de Vivienda y Urbanismo, Ministerio de Energía, CNDT y COMICIVYT.

18 Artículo 27º LGUC. "Se entenderá por Planificación Urbana, para los efectos de la presente ley, el proceso que se efectúa para orientar y regular el desarrollo de los centros urbanos en función de una política nacional, regional y comunal de desarrollo social, económico, cultural y medioambiental, la que debe contemplar, en todos sus niveles, criterios de integración e inclusión social y urbana [...]."

19 Artículo 28 decies. "Transparencia en el ejercicio de la potestad planificadora. La planificación urbana es una función pública cuyo objetivo es organizar y definir el uso del suelo y las demás normas urbanísticas de acuerdo con el interés general. Su ejercicio deberá: [...] e) Ser consistente con los estudios técnicos referidos a movilidad urbana, infraestructura sanitaria y energética, riesgos y protección del patrimonio natural y cultural, entre otros, conforme establezca la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, los que necesariamente deberán estar en coordinación con las políticas sectoriales asociadas a cada materia".

20 Artículo 2.1.8. El Plan Regulador Intercomunal estará compuesto por los siguientes Memoria Explicativa, que [...] Deberá contener al menos: [...] e) Los siguientes estudios técnicos, los que necesariamente deberán estar en coordinación con las políticas sectoriales asociadas a cada materia: [...] Estudio de Infraestructura Energética, como soporte al crecimiento urbano y seguridad de suministro.

Instrumento: Política Nacional de Desarrollo Urbano (PNDU) y Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (OGUC).

6. Creación de espacios de diálogo y gobernanza territorial para la transición justa de entrada de proyectos de energía renovable, almacenamiento y líneas de transmisión

Diagnóstico: La implementación de proyectos clave para la descarbonización, suele enfrentar oposición ciudadana derivada de los potenciales impactos sociales y ambientales de los proyectos, que frecuentemente se expresa mediante acciones colectivas, comunicacionales, recursos administrativos o judiciales. En este contexto, la participación temprana ha sido reconocida como un mecanismo eficaz para abordar aspectos críticos de los proyectos, junto a los distintos actores involucrados para propiciar acuerdos que mejoren la convivencia entre las partes. Esto permite anticipar y resolver potenciales conflictos y optimizar la toma de decisiones de inversión, contribuyendo así a una mayor certeza y agilidad en la ejecución de los proyectos.

Objetivo: Promover y disponer de herramientas y mecanismos para la participación temprana de las partes interesadas, que permitan mejorar el diseño de los proyectos de energía. Esta acción permite minimizar impactos sociales y ambientales e implementar gobernanzas territoriales multiactor (empresas, comunidades, municipio), que permitan viabilizar infraestructura energética clave para la descarbonización, a través de su inserción armoniosa en el territorio.

Al involucrar a las comunidades desde las primeras etapas de diseño y desarrollo de los proyectos de transición energética, se posibilita una adecuada identificación de los potenciales impactos de la infraestructura energética. A partir del levantamiento de las preocupaciones, intereses y necesidades de las comunidades vecinas, es posible minimizar estos impactos, o implementar, adecuada y oportunamente, medidas de prevención, mitigación o compensación. Además, se facilita la construcción de un proceso de colaboración y confianza entre las partes involucradas otorgando mayor legitimidad a los proyectos.

Por otra parte, al implementar gobernanzas territoriales donde participen las empresas propietarias de la infraestructura energética, junto a las comunidades vecinas y el municipio, se posibilita una acción coordinada público-privada y una mirada territorial del desarrollo energético que viabilice un desarrollo en el largo plazo para todos.

Estos elementos generan beneficios sociales y ambientales para las comunidades vecinas y ventajas significativas en términos de gestión y tramitación de los proyectos, pues al identificar tempranamente áreas de mejoramiento de los proyectos, se reduce el riesgo de conflictos y de acciones colectivas que puedan retrasar o paralizar las iniciativas, minimizando los costos asociados a la resolución de disputas.

En particular se mantendrán actualizados los lineamientos y estándares sociales para el desarrollo de proyectos del Ministerio de Energía, haciéndose cargo de responder a los nuevos desafíos territoriales.

Por otra parte, se implementarán gobernanzas territoriales en aquellas zonas donde se concentra el desarrollo de infraestructura energética, convocando a las distintas empresas, comunidades y municipios para un trabajo colaborativo que apunte al desarrollo armonioso de los proyectos en su relación con el territorio, así como su aporte al desarrollo local.

Sin embargo, en aquellos lugares donde exista gobernanza local de ETSEJ, se generarán las debidas coordinaciones entre el Ministerio de Energía y el Ministerio del Medio Ambiente, con el fin de evitar duplicidades.

Plazo: Desde 2025

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Lineamientos y estándares sociales del Ministerio de Energía; Guía SEA para la participación temprana; Acuerdos voluntarios de la Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático (ASCC); Gobernanza territorial a través de Mesas de Energía Territorial.

7. Incentivos al desarrollo local en proyectos para la descarbonización

Diagnóstico: La transición justa de entrada implica el despliegue de nuevas capacidades productivas, tecnológicas y laborales, en armonía con las comunidades vecinas de los nuevos proyectos de energía. Actualmente las comunidades vecinas o próximas a la nueva infraestructura energética pueden recibir mitigaciones o compensaciones asociadas a los impactos que generan los proyectos de energía, en el marco de la tramitación ambiental y los acuerdos que de ello se deriven. Sin embargo, es necesario que sean protagonistas y beneficiarias directas de la transición energética, participando activamente en la cadena de valor, la propiedad y/o las utilidades de los proyectos, de manera que sean parte del desarrollo local que se genere.

Objetivo: Promover que la infraestructura clave para la descarbonización se desarrolle con beneficios concretos y sostenibles para los territorios y comunidades donde se emplaza, mediante la focalización de planes y programas del Estado en territorios particulares, y el aporte de las empresas, en el marco de la participación en los beneficios que promueven los estándares internacionales de derechos humanos.

Líneas de trabajo integradas:

- Guías de Estándares y modelos de participación en beneficios: Se desarrollarán estándares sólidos y metodologías concretas para la participación de las comunidades en los beneficios de los proyectos, incluyendo pilotos que permitan demostrar la efectividad de modelos como la participación en la cadena de valor, la propiedad compartida y/o la distribución de utilidades.
- Focalización de inversión pública: Se priorizará la inversión social pública en zonas de desarrollo energético definidas por instrumentos de planificación energética, incentivando la instalación de empresas y la generación de empleo y desarrollo local, como parte de la transición justa de entrada.
- Incentivos a proyectos con participación comunitaria: Se estudiarán mecanismos que permitan incorporar incentivos en licitaciones de suministro, transmisión o uso de terrenos fiscales para proyectos que contemplen mecanismos de participación en los beneficios, promoviendo así la transición energética de entrada con inclusión social y territorial.
- Oferta programática para energía local: En coordinación con el sector privado, la sociedad civil y la Agencia de Sostenibilidad Energética, se impulsarán proyectos de energía local o comunitaria en zonas de desarrollo de infraestructura clave, permitiendo a las comunidades acceder a energía, reducir sus costos, o incluso vender energía al sistema, integrándose activamente a la nueva economía energética.

Con ello, las empresas que comprometan actuar bajo los lineamientos del Ministerio de Energía podrán celebrar **convenios y acuerdos de colaboración** con éste, los cuales permitirán que las inversiones sociales realizadas en dicho marco sean reconocidas como gastos necesarios para producir la renta, conforme a lo dispuesto en el artículo 31 del DL 824 sobre Impuesto a la Renta. Para acceder a este reconocimiento, los convenios deberán estar alineados con las directrices y

orientaciones definidas por el Ministerio de Energía y ser parte integral de la gestión y acuerdos alcanzados en el territorio.

Las **Mesas de Energía Territorial** serán espacios clave para la coordinación y seguimiento de los beneficios, asegurando la equidad en la distribución de cargas y beneficios a nivel local.

Sin embargo, en aquellos lugares donde exista gobernanza local de ETSEJ, se generarán las debidas coordinaciones entre el Ministerio de Energía y el Ministerio del Medio Ambiente, con el fin de evitar duplicidades.

El **Repositorio de Proyectos Sociales Energéticos**, establecido en la **Medida 1** como un mecanismo para canalizar las obligaciones de financiamiento de los proyectos críticos acelerados, es también un instrumento clave para la implementación de la presente medida.

Resultados esperados:

- Las comunidades vecinas a la infraestructura energética clave para la descarbonización, perciben beneficios tangibles y sostenibles de la transición energética.
- Se generan entornos favorables para el desarrollo energético, con mayor aceptación social y legitimidad de los proyectos.
- Se habilita la transición energética de entrada, integrando a las comunidades en la economía verde y promoviendo el desarrollo local y la equidad territorial.

Plazo:

- 2025: A partir de esta fecha se considera la ejecución de las líneas de trabajo integradas.
- 2025: Repositorio de proyectos sociales de acuerdo a plazos de Medida 1.

Responsable: Ministerio de Energía, en coordinación con otras instituciones públicas (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Municipios, Gobiernos Regionales, CNE, Ministerio del Medio Ambiente) y privadas (empresas, Agencia Sostenibilidad Energética).

Instrumentos: Guías de estándares sociales para el desarrollo de proyectos; Bases de concursos de programas públicos de apoyo social; estudio de análisis de modificaciones normativas para implementar incentivos a la incorporación de participación en los beneficios en los proyectos de energía; Mesas de Energía Territorial, CRAS, en caso que corresponda; Convenios de colaboración entre el Ministerio y las empresas de energía para reconocer los gastos en desarrollo local como necesarios para generar renta; repositorio de iniciativas de proyectos sociales energéticos, Fondo Energía Local o comunitaria.

EJE 2: PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La planificación energética está definida en la Ley General de Servicio Eléctricos, siendo un proceso quinquenal desarrollado por el Ministerio de Energía donde, para diferentes escenarios energéticos, se proyecta la expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de, al menos, 30 años.

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es un instrumento que permite anticipar, a través de un proceso prospectivo, los desafíos y oportunidades que podría enfrentar el sector energético. Sus proyecciones permiten responder a las necesidades del país, de los sectores productivos y de la sociedad, equilibrando y haciendo sinergia entre el desarrollo económico, los compromisos climáticos y las distintas realidades territoriales, incorporando también una planificación regional a través de la consideración de los Planes Estratégicos de Energía de las Regiones (PEER) en materia de energía.

Además, la PELP permite al Ministerio de Energía identificar áreas donde pueden existir Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE), que son zonas territorialmente identificables en las regiones donde se emplaza el SEN, con recursos para la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económico, cumpliendo con la legislación ambiental y el ordenamiento territorial.

La Planificación de la Transmisión es un proceso desarrollado anualmente por la Comisión Nacional de Energía, que considera un horizonte de al menos 20 años y abarca las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo zonal, y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro. Es, por lo tanto, el único instrumento que permite la planificación de obras de infraestructura por parte del Estado, resultando en una señal de localización clave para la generación de energía y una infraestructura habilitante para la descarbonización.

La Planificación de la Transmisión deberá considerar la PELP y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley General de Servicios Eléctricos para el sistema. Así, el proceso de planificación energética en su conjunto, con sus diferentes instrumentos asociados, se vincula coherentemente con políticas, planes y compromisos estratégicos del país en materia climática, ambiental, social y económica, siendo concordante con metas como la carbono neutralidad o la descarbonización de la matriz eléctrica. Por lo anterior es una herramienta fundamental en el desafío de identificar condiciones necesarias para un retiro o reconversión ordenada, segura y eficiente de las centrales a carbón en Chile, así como para la entrada y gestión de generación renovable.

En particular, entre los resultados destacables del proceso de Planificación Energética 2023 - 2027 en cuanto a descarbonización de la matriz eléctrica, son que la expansión de la generación contempla, en una primera etapa y en todos los escenarios, el desarrollo de energía eólica en la zona de Taltal y desde el Maule hacia el sur. La transmisión, también en todos los escenarios, tiene una importante necesidad de expansión en su capacidad, incluso con un tramo entre Alto Jahuel y Río Malleco por cerca de 3.000 MW dentro de los próximos 20 años.

En cuanto a los polos de desarrollo, se identifican tres polígonos en la provincia de Antofagasta y dos en la provincia de Tocopilla, utilizando criterios que responden a las dimensiones social-ambiental-territorial y económica tecnológica, con sus respectivos procesos de Evaluación Ambiental Estratégica. Es de especial interés este último, dado que se diseñaron dos zonas de generación renovables (comuna de Tocopilla y María Elena) con la finalidad de compensar la potencia de

generación térmica saliente de la región, en línea con el proceso de transición y descarbonización.

En suma, este eje aborda un conjunto de medidas complementarias que buscan perfeccionar el proceso de planificación energética y de expansión de la transmisión, hasta la ejecución de las obras, de forma interrelacionada y asegurando que el desarrollo de la infraestructura de transmisión sea oportuno y acorde a las necesidades que derivan del retiro de centrales a carbón y la entrada de energías renovables al sistema.

El siguiente diagrama muestra el flujo del proceso de planificación, incluyendo el conjunto de medidas propuestas que son parte de este eje (medidas 8 a 12).

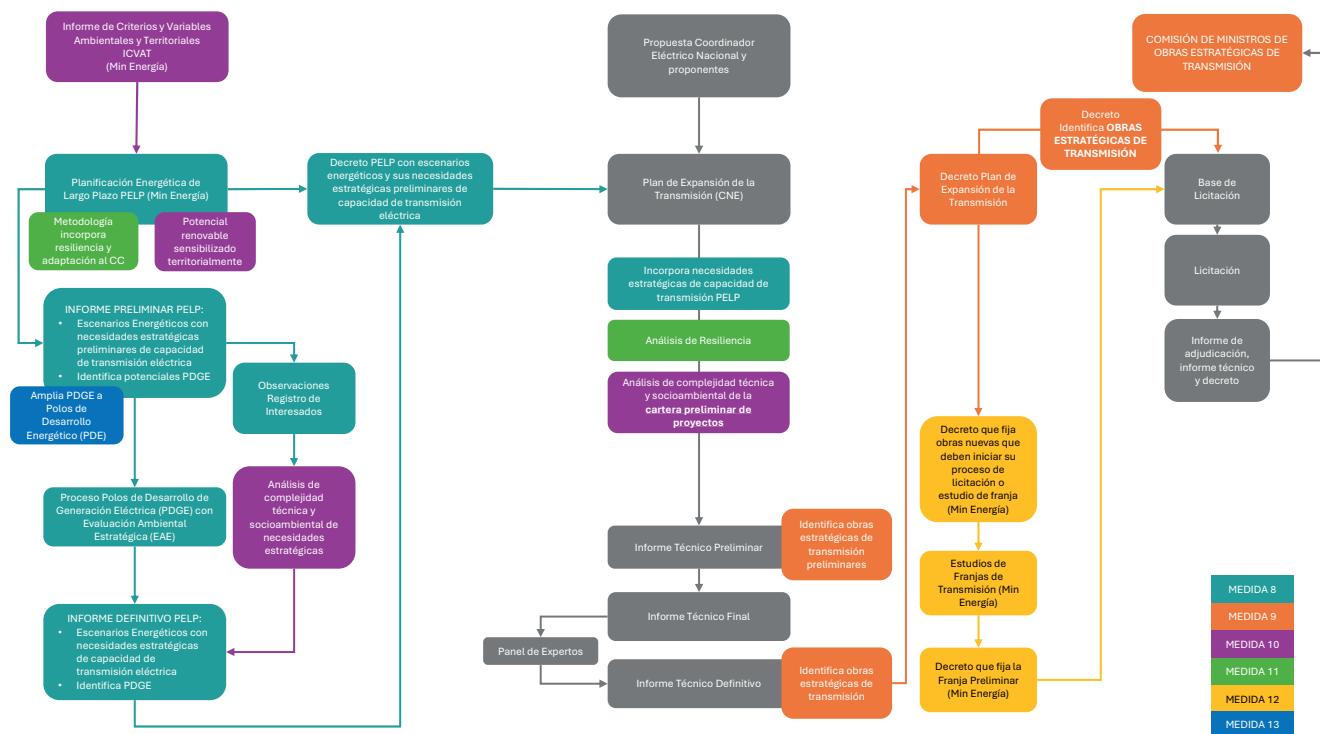


Figura 5: Diagrama de flujo proceso planificación.

El proceso busca identificar tempranamente “necesidades estratégicas de transmisión”, a fin de ser consideradas en la cartera de proyectos del Plan de Expansión de la Transmisión en categoría de “obras estratégicas de transmisión”. Para ser priorizadas en el marco de una coordinación intersectorial de tramitación de permisos acelerada, todo ello incorporando atributos de seguridad, resiliencia²¹ y capacidad adaptativa al cambio climático, junto a consideraciones ambientales, sociales y territoriales a lo largo del proceso de identificación y planificación.

21 El concepto de resiliencia utilizado en el Plan de Descarbonización es el definido por un Task Force de la rama Power & Energy Society (PES) de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) para la resiliencia de sistemas eléctricos, 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”.

8. Identificación de necesidades estratégicas de capacidad de transmisión eléctrica en la Planificación Energética

Diagnóstico: La planificación de la transmisión eléctrica debe considerar la PELP, donde destaca que dicha planificación deberá contemplar instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía. En este contexto es necesario relevar el rol complementario de estos instrumentos y fortalecer la injerencia estratégica de la PELP, en materia de dar señales vinculantes para el desarrollo de obras de transmisión críticas para el cumplimiento de las metas climáticas y especialmente en relación con los objetivos de descarbonización de este Plan.

Actualmente, la PELP identifica la necesidad de crecimiento de la capacidad de transmisión entre sus nodos, a través de una optimización conjunta de la expansión de esta infraestructura, así como de la infraestructura de generación y almacenamiento, para cada uno de sus escenarios energéticos. Este análisis busca habilitar el desarrollo óptimo de generación que la PELP está mandatada a realizar.

Por ello y en el contexto de los escenarios energéticos, resulta relevante entregar orientaciones a la planificación de la transmisión respecto de las necesidades de capacidad de transmisión eléctrica estratégicas, para dar cumplimiento a los objetivos señalados, que se traduzcan en obras de primera prioridad para su materialización oportuna respecto a los desafíos de la transición energética.

Objetivo: Generar una metodología vinculante para la identificación de necesidades estratégicas de capacidad de transmisión eléctrica en el contexto de los escenarios energéticos PELP, para ser consideradas en la definición de obras estratégicas (OOEE) del Plan de Expansión de la Transmisión, los cuales contemplen los atributos deseables más allá de la eficiencia económica, en el contexto de las metas de descarbonización y la ambición climática.

Propuesta: Crear el concepto de “necesidades estratégicas de capacidad de transmisión eléctrica”, asociadas a la proyección de demanda y oferta energética de los Escenarios Energéticos decretados en cada proceso quinquenal de Planificación Energética de Largo Plazo, claves para el cumplimiento de los objetivos de planes y políticas sectoriales como la descarbonización; para luego ser consideradas en el proceso de planificación de la expansión de la transmisión mediante la definición de obras estratégicas (OOEE).

En el Informe Preliminar de la PELP se describirán los Escenarios Energéticos y las necesidades estratégicas de transmisión que se derivan de ellos, para ser expuestos en primera instancia a observaciones del Registro de Interesados y posteriormente para ser ajustadas considerando un análisis de complejidad técnica y socioambiental a escala nacional, para incorporar ajustes en el Informe Definitivo y posteriormente en el Decreto PELP.

Plazo:

- 2026: Elaboración de propuestas de modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos para definir el nuevo concepto de “necesidades estratégicas de transmisión”.
- 2026: Modificación del DS N°134/2016 Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, para definir alcance de las “necesidades estratégicas de capacidad de transmisión eléctrica”.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Planificación Energética de Largo Plazo.

9. Definición de obras estratégicas (OOEE) en el Plan de Expansión de la Transmisión

Diagnóstico: La construcción de proyectos claves para alcanzar las metas de descarbonización enfrenta múltiples barreras, tanto institucionales como procedimentales, que ralentizan la materialización de infraestructura energética estratégica necesaria para el cumplimiento de nuestros compromisos climáticos. En particular, existen obras cuya naturaleza crítica las convierte en habilitadoras del proceso de transición energética, por lo que su priorización por parte del Estado resulta fundamental para acelerar su desarrollo.

La experiencia internacional muestra cómo diversos países han enfrentado desafíos similares, donde la falta de coordinación interinstitucional y la ausencia de una definición clara de obras estratégicas ha dificultado el avance oportuno de proyectos esenciales. En respuesta, estos países han adoptado leyes, marcos normativos y reglamentarios que permiten identificar, priorizar y viabilizar obras estratégicas, alineando a las instituciones públicas en torno a objetivos comunes de política energética y climática.

La definición de obras estratégicas energéticas no solo permitiría una mejor articulación institucional, sino que también fortalecería la gobernanza del sector, mejorando la eficiencia de los procesos administrativos y asegurando el cumplimiento de compromisos internacionales en materia de cambio climático, como los establecidos en el Acuerdo de París y en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

Objetivo: Establecer un proceso institucional que permita identificar, priorizar y acelerar la ejecución de Obras Estratégicas de Energía (OOEE) del sistema de transmisión, asegurando su coherencia con los planes sectoriales y las metas de descarbonización. Esta definición busca habilitar una acción estatal coordinada entre las instituciones con competencias en el desarrollo energético, garantizando la materialización oportuna de infraestructura crítica para el cumplimiento de los compromisos climáticos del país.

Propuesta: A partir de las necesidades estratégicas de transmisión decretadas por la PELP, definir obras que den respuesta a estas necesidades para ser analizadas en el proceso de planificación de la transmisión, incluyéndolas desde el Informe Técnico Preliminar para finalmente ser decretadas en el Plan.

Conforme al Decreto que las incorpora, se entenderá que estas obras son priorizadas por el Estado a efecto de coordinar los pronunciamientos sectoriales, de modo de unificar criterios para agilizar la tramitación de permisos y generar recomendaciones de mejora a las OOEE, en vista de su prioridad de desarrollo. Asimismo, se rebuste el proceso de identificación y diseño, considerando la complejidad técnica y socioambiental analizada en la Medida 10, a fin que las obras no requieran someterse a estudio de franja.

La configuración institucional de este esquema se desarrollará en detalle con posterioridad a la presentación de este Plan de Descarbonización, considerando el contexto normativo vigente, como la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales, y los avances que se produzcan en iniciativas legales, como el Proyecto de Ley de Aceleración de la Descarbonización.

En este contexto, se proyecta la conformación de una Comisión de Ministros de Obras Estratégicas, orientada a identificar, dentro de un conjunto de proyectos candidatos de transmisión, aquellos que sean reconocidos como críticos para la descarbonización. A su vez, se considerará la creación de procedimientos de coordinación intersectorial permanente destinados a facilitar la gestión administrativa en torno a permisos ambientales y sectoriales, asegurando la coherencia y celeridad en los procesos.

Plazo:

- 2026: Análisis de la configuración institucional relativa a las OOEE.
- 2026: Elaboración de propuestas de modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 2027: Elaboración de propuestas DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

Responsables: Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía (CNE)

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

10. Fortalecimiento del rol del Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT) en el proceso de planificación energética y de la transmisión

Diagnóstico: De acuerdo con lo establecido en el artículo 87º de la LGSE, el Ministerio de Energía anualmente remite a la Comisión Nacional de Energía un Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT), para que sea considerado en el proceso anual de planificación de la transmisión. Asimismo, el DS N°134 que Aprueba Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo señala que, para el proceso de planificación se podrá requerir antecedentes o información relativa a variables ambientales y territoriales. Conjuntamente se solicitarán identificación y caracterización de zonas donde existan recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, lo que se ha traducido en la consideración de criterios y variables del citado informe respecto al potencial renovable de generación de energía, según consta en el Informe Definitivo de la PELP 2023-2027.

Este informe, categoriza las variables ambientales y territoriales (que incluyen aquellas sociales y culturales), de acuerdo a la dificultad que pudieren representar para la habilitación de un proyecto de transmisión. Desde una perspectiva jurídico-normativa, junto a la definición de un conjunto de criterios que corresponden a elementos de decisión sobre las variables, por una parte, pueden: (1) constituir niveles de condicionamiento de las variables respecto a la ejecución de una obra de transmisión; y por otra, (2) referirse a recomendaciones de medidas de tratamiento que se le da a la presencia de dichas variables en el territorio, en función del nivel de condicionamiento identificado.

Sin embargo, el marco normativo no es claro en cuanto a la aplicabilidad de esta información, en el contexto de la planificación de la expansión de la transmisión, ni al rol que tiene en la toma de decisión de los planes y no existe claridad metodológica en la forma de su consideración. Esto redunda en que el actual proceso de planificación de la expansión de la transmisión no logra incorporar de manera oportuna y precisa las consideraciones ambientales, sociales y territoriales en general, que podrían influir en la viabilidad de las obras. Esto desde la perspectiva de los costos derivados de dificultades no previstas y por la oposición a los proyectos, que no solo ocurre durante la tramitación de permisos, sino también en su construcción y operación.

Si bien esto puede afectar al conjunto de obras del Plan de Expansión de la Transmisión, es especialmente relevante en el contexto de la identificación de necesidades estratégicas de transmisión y en el marco de la PELP que luego se transformen en obras estratégicas de transmisión decretadas, de modo que incorporen estas consideraciones en soluciones viables desde la perspectiva territorial, que asegure su materialización oportuna en el marco de la descarbonización.

Objetivo: Reducir y gestionar tempranamente la complejidad técnica y socioambiental de las obras de transmisión, para viabilizar su ejecución oportuna, en el contexto de la planificación energética y de la transmisión.

Propuesta: En el contexto de la identificación de necesidades estratégicas de transmisión de los escenarios energéticos de la PELP, a partir de los criterios y variables señalados, se analizará su complejidad técnica y socioambiental a escala nacional, para incorporar ajustes en el Informe Definitivo y posteriormente en el Decreto PELP.

En el proceso de planificación de la expansión de la transmisión, se utilizará el ICVAT de forma iterativa en las etapas que establece en el DS N°37 que Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en un trabajo conjunto entre el Ministerio de Energía y la CNE, previo al Informe Técnico Preliminar, evaluando la cartera de proyectos considerando los criterios y variables del ICVAT, con la finalidad de incorporar mejoras en la definición del alcance de las obras y en su valorización. En este contexto se incorpora una precisión de la dimensión y utilidad del ICVAT en el citado Reglamento.

Los resultados de los análisis serán considerados en la cuantificación de costos y caracterización de las obras en el Decreto y, en consecuencia, en las Bases del proceso de licitación. Para ello, es necesario traducir los niveles de condicionamiento de las variables en costos o beneficios económicos que puedan ser incorporados en las modelaciones de la planificación energética y de la expansión de la transmisión, a partir de un conocimiento de la incidencia en el desarrollo de los proyectos, que tome como base la experiencia de la industria y de la evaluación ambiental y sectorial de las obras de transmisión.

Finalmente, respecto de las OOEE, el proceso de identificación y diseño, considerando la complejidad técnica y socioambiental, tendrá entre otros objetivos que las obras no requieran someterse a estudio de franjas.

Esta medida implica fortalecer el trabajo entre el Ministerio de Energía y el equipo a cargo de la planificación de la expansión de la transmisión en la Comisión Nacional de Energía (CNE), para poder incorporar adecuadamente este insumo y para posteriormente, traspasar este enfoque a la definición de obras a licitar.

Plazos:

- 2025: Modificación DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, respecto al alcance y propósito del Informe CVAT en el contexto de la planificación de la transmisión.
- 2026: Estudio de valorización económica de variables sociales, ambientales y territoriales.
- Elaboración de propuesta de modificación DS N°134/2016 Reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo.

Responsables: Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía (CNE)

Instrumentos: Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales (ICVAT). DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. DS N°134/2016 Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo.

11. Incorporar la resiliencia a través de metodologías específicas en los procesos de planificación

Diagnóstico: Actualmente uno de los mayores desafíos de la adaptación climática, en el marco de la transición energética, es contar con metodologías que permitan cuantificar, estimar sus costos y beneficios, implementar medidas concretas e incluir sus componentes en la planificación, desarrollo de infraestructura y operación de forma costo-efectiva.

Según el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación del Ministerio de Energía, los principales riesgos climáticos que enfrenta el sector son:

- Generación eléctrica: afectada principalmente por las variaciones de temperatura, sequía, eventos hidrometeorológicos extremos y variabilidad climática.
- Transmisión y distribución eléctrica: impactada principalmente por el aumento de temperatura, impactos ambientales y aluviones.
- Demanda energética: afectada por los cambios en los patrones de consumo por efectos del cambio climático, el acceso a la energía y la pobreza energética.
- Puertos e infraestructura de combustibles: sufre las consecuencias de marejadas, aumento del nivel del mar, eventos hidrometeorológicos extremos.

Lo anterior, sumado al proceso de descarbonización de la matriz energética, pone especial énfasis en contar con un suministro seguro, a través no solo de una operación confiable, sino también a través de un proceso de planificación que considere de manera sistemática criterios de resiliencia, frente a eventos extremos y amenazas multifactoriales como desastres socio naturales, vulnerabilidades estructurales y sociales o los efectos del cambio climático, permitiendo identificar adecuadamente las obras y condiciones necesarias para anticipar, resistir y recuperarse de perturbaciones, habilitando una transición energética segura para el sistema y las personas.

Objetivo: Avanzar en una planificación energética que incorpore criterios de resiliencia para permitir al sistema eléctrico sobreponerse a eventos de baja probabilidad y alto impacto, tanto amenazas naturales como vulnerabilidades estructurales y sociales del sistema, exacerbadas por el cambio climático.

Este proceso de incorporación de la resiliencia debe estar adaptado al contexto chileno, así como a los procesos mismos de planificación y sus alcances en términos de impactos y beneficios, confiabilidad, seguridad energética, bienestar social, entre otros.

Propuesta: Para lograr una correcta incorporación de la resiliencia en la planificación, se propone:

- Desarrollar una metodología integral para la incorporación de atributos de resiliencia y capacidad adaptativa al cambio climático, en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) para el segmento eléctrico, asegurando su coherencia con los objetivos climáticos nacionales, los requerimientos técnicos y regulatorios del sector eléctrico y la promoción de incentivos para la localización de proyectos en zonas clave para la resiliencia.
- Desarrollar una metodología práctica y adaptada para incorporar los atributos de resiliencia y capacidad adaptativa, en la planificación y expansión de la infraestructura del Plan de Expansión Anual de la Transmisión (PEAT), desarrollado por la Comisión Nacional de Energía. En línea con los principios y enfoques definidos en la metodología de la PELP, para asegurar su integración efectiva en las políticas y prácticas de la Comisión Nacional de Energía.
- Ambas metodologías buscarán identificar y cuantificar las variaciones en los costos y beneficios, enfocándose en los impactos económicos, operativos y financieros derivados de la implementación de resiliencia y capacidad adaptativa, considerando una respuesta resiliente

que prevea no solo la degradación de infraestructura, sino también de la operación, bajo cierto conjunto de casos analizados.

Plazo:

- 2025: Modificación DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
- 2025: Modificación DS N°134/2016 Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. DS N°134/2016 Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo.

12. Perfeccionamiento del instrumento del Estudio de Franjas

Diagnóstico: Desde su promulgación en julio de 2016, la implementación del instrumento del Estudio de Franjas (EdF) ha enfrentado diversas limitaciones derivadas de su diseño metodológico y normativo. Aquello ha dificultado su eficacia como herramienta de planificación para obras de transmisión. La estructura actual carece de la flexibilidad necesaria para adaptarse a los tiempos que exige la transición energética, especialmente aquellos vinculados a la descarbonización del sistema eléctrico. Como resultado, los procesos asociados han tendido a ser lentos y complejos, sin responder adecuadamente a la urgencia de definir trazados en plazos oportunos.

Objetivo: Optimizar el proceso de Estudio de Franjas para convertirlo en un instrumento eficiente y ágil, que permita definir las franjas en plazos oportunos, alineados a la urgencia de las obras de transmisión necesarias para habilitar las condiciones que impulsan la descarbonización.

Las acciones que se contemplan son:

- i. Se modificará y robustecerá la metodología de los EdF con el objetivo de agilizar los tiempos de estos estudios.
- ii. Se realizará una evaluación exhaustiva de los aspectos contenidos en la ley referidos a los Estudios de Franja y en su respectivo reglamento con el objetivo de perfeccionar el instrumento y agilizar tanto sus procesos administrativos como técnicos, a fin de lograr reducir los tiempos de desarrollo de los Estudios de Franja.

Plazo:

- 2026: Elaboración de propuestas de modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 2027: Modificación del DS N°139, de 2017 que aprueba el Reglamento para la determinación de franjas.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumentos: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°139/2017 que aprueba el Reglamento para la determinación de franjas preliminares para obras nuevas de los sistemas de transmisión.

13. Perfeccionamiento de Polos de Desarrollo a la luz de los desafíos de la transición energética

Diagnóstico: El proceso de planificación energética y sus instrumentos, requieren ser revisados a la luz de los desafíos de la transición energética. Particularmente, surge la necesidad de dotar de mayor flexibilidad a los actuales Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE), en cuanto a su escala territorial, temporalidad y alcance, para responder oportunamente a las condiciones de contexto que se enfrenten en los próximos años, en materia tecnológica y de inserción territorial.

Los PDGE son zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en que se emplaza el SEN, 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 económico para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial, cuyo proceso de planificación se somete al procedimiento de evaluación ambiental estratégica (EAE) en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo.

Los PDGE son identificados y decretados como parte de la PELP, lo que no permite reaccionar oportunamente en el período “entre planes” a demandas energéticas que se verifiquen en el contexto de los Informes Anuales de Actualización. Asimismo, por la finalidad de habilitar la definición de sistemas de transmisión de Polos de Desarrollo, su alcance se limita al SEN y a evacuar sólo la generación de energía en base a fuentes renovables. Sin embargo, no permite abordar regiones con territorios fuera del SEN, que poseen desafíos territoriales relevantes o incorporar la cadena de valor que se origina a partir de esta energía, para la producción de vectores como el hidrógeno y sus derivados.

Finalmente, su escala territorial acotada a la provincia rigidiza el tratamiento de territorios subregionales, cuyas dinámicas no responden a la división político-administrativa, yendo en contra de la economía procedural.

Por otra parte, estos instrumentos que tienen un enfoque territorial y de sustentabilidad al aero de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), presentan una oportunidad para orientar la transición energética de entrada, articulada con los gobiernos regionales y locales, con legitimidad social a través de procesos participativos robustos y coherentes con las políticas y planes locales, velando por la compatibilidad y equidad territorial, con incidencia en la tramitación ambiental²².

Objetivo: Ampliar el alcance y dotar de flexibilidad a los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE), para guiar oportunamente la transición energética de entrada.

Propuesta: En el marco de este Plan de Descarbonización, se propone ampliar su contenido y ámbito de acción, pasando de una escala de análisis provincial a una regional, y más allá del SEN.

Se plantea definir zonas subregionales incorporando todos los segmentos del sector energético, cambiando su denominación a Polos de Desarrollo Energético (PDE). Con ello, se busca facultar la planificación de localizaciones preferentes para tecnologías necesarias, para la transición energética más allá de sólo la generación eléctrica en base a fuentes renovables como se establece en la ley vigente, pudiendo incorporar, por ejemplo, energéticos de transición o vectores energéticos como el hidrógeno verde. Para este fin se desarrollarán estudios metodológicos que permitan abordar la compatibilidad y equidad territorial considerando su nuevo alcance, los que se podrán desarrollar

²² Art. 15. Decreto N° 40, de 2012 del Ministerio del Medio Ambiente.- Relación con las políticas y planes evaluados estratégicamente. Los proyectos o actividades sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental deberán considerar siempre las políticas y planes evaluados estratégicamente, de conformidad con la Ley. Para tal efecto, el proponente deberá identificar las políticas y planes evaluados estratégicamente que sean atingentes, así como la compatibilidad del proyecto o actividad con el uso del territorio y los objetivos ambientales de tales políticas y planes.

en conjunto con los Planes Estratégicos de Energía en Regiones, con la finalidad de lograr una coherencia técnica y una economía administrativa y de procedimientos.

Finalmente, se propone flexibilizar el mecanismo de identificación de territorios candidatos a PDE y su decreto, habilitando en la Ley la posibilidad de definirlos en nuevas regiones antes del vencimiento del periodo de vigencia de la PELP, fundado en los antecedentes de esta planificación y su Informe de Actualización.

Plazo: 2026: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumentos: Ley General de Servicios Eléctricos.

14. Perfeccionar los modelos utilizados en la planificación de la transmisión considerando la complejidad de la operación y los nuevos desafíos de una red descarbonizada

Diagnóstico: En los últimos años, Chile ha experimentado un desarrollo significativo de tecnologías renovables variables, principalmente solar y eólica, consolidándose como líder regional en la transición energética. Este crecimiento resalta la importancia de la planificación de la transmisión, dado que la infraestructura de red constituye el habilitador clave para integrar de manera segura y eficiente grandes volúmenes de generación renovable al sistema eléctrico nacional.

Contar con una transmisión robusta y adecuada permite un uso eficiente de los recursos de generación, reducir riesgos de congestión y optimizar la operación del sistema, impulsando de esta forma, que las inversiones en generación renovable se traduzcan en beneficios para el suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, la metodología actual de planificación presenta desafíos significativos que restringen su capacidad de evaluar de manera integral la cadena de valor que genera la infraestructura de transmisión, entre las cuales destacan: un análisis costo-beneficio centrado en la reducción de costos de producción sin enfoque multivalor que considere otros beneficios; evaluación por proyecto sin la posibilidad de optimizar un portafolio integral de inversiones que capture sinergias y conflictos; un modelamiento simplificado de la operación del sistema, basado en bloques horarios, que no permite modelar adecuadamente la variabilidad de la generación renovable, los efectos intradiarios, el rol de tecnologías flexibles como el almacenamiento y la identificación de congestiones críticas que requieran de obras de expansión; y la necesidad de considerar el aporte de los recursos energéticos distribuidos (DER), reconociendo tanto su potencial para aliviar congestiones, como el requerimiento de infraestructura que permita evacuar su energía.

Objetivo: Perfeccionar las metodologías y modelos utilizados en la planificación de la transmisión, de manera de representar adecuadamente el beneficio y costo de las distintas alternativas, resultando en una expansión y operación del sistema más costo-eficiente, facilitando la integración de las energías renovables para la descarbonización del sistema.

Esta medida incluye:

- Considerar recursos energéticos distribuidos: contemplar los requerimientos de infraestructura de los PMGDs, con el objetivo de evaluar y capturar la influencia que estos tienen en el proceso de planificación de la transmisión, permitiendo así, una mayor integración de generación renovable al sistema.

- Aumentar la granularidad del análisis para capturar nuevos beneficios de los Proyectos de Expansión: habilitar la utilización de modelos complementarios para representar la operación del sistema eléctrico y sus características con mayor detalle con el objeto de capturar de manera más precisa beneficios adicionales a aquellos obtenidos a partir de los modelos convencionales. Lo anterior, permitirá relevar la importancia de las tecnologías que aportan flexibilidad, asimismo evidenciar y resolver los desafíos que se presentan en ventanas de tiempo acotadas.
- Análisis y optimización de portafolio de proyectos: el objetivo es que se permita una optimización conjunta de una cartera de proyectos cuyas sinergias e interacciones resulten en una expansión y operación costo eficiente del sistema de transmisión, a diferencia de analizar cada proyecto por separado.

Plazo: 2025: Modificación DS N°37 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: DS N°37/2021, Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

EJE 3: TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD

El retiro progresivo de la generación a carbón está dando paso a una matriz basada en energías renovables, cuyos recursos se encuentran distribuidos en nuestro territorio, muchas veces alejados de los principales centros de consumo del país. Este cambio plantea el desafío de contar con infraestructura de transmisión adecuada para conectar estos recursos renovables con los centros de consumo.

La distribución geográfica de la generación, junto con la variabilidad inherente de estas tecnologías, ha incrementado significativamente la necesidad de una mayor capacidad de transmisión, cuyas brechas de disponibilidad generan congestiones en el sistema y limitan el aprovechamiento eficiente de la energía renovable disponible.

Si bien esta capacidad de transporte será incrementada con varios proyectos de transmisión decretados anualmente a través de procesos de expansión de la transmisión bajo la metodología vigente, los crecientes niveles de vertimiento de energía renovable de los últimos años permiten prever que se hace necesario establecer condiciones, que mejoren la oportunidad y concreción de las obras de transmisión requeridas por el sistema, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo.

En este contexto, la Ley N°21.721 posicionó a la transmisión eléctrica como un eje habilitante para la carbono neutralidad, incorporando medidas para acelerar la integración de energías renovables. La ley buscó resolver la brecha entre los extensos procesos de planificación y el ritmo de ejecución que exige el sistema eléctrico, especialmente frente al rápido crecimiento de la generación renovable y los altos niveles de vertimiento. Entre sus principales disposiciones, destacan:

- La mejora en los procesos de licitación de obras de ampliación, traspasando la responsabilidad de la supervisión y correcta ejecución de dicha obra hasta su entrada en operación a los propietarios, mientras que el Coordinador Eléctrico Nacional asume un rol de supervisión para resguardar la competencia del proceso.
- La revisión del Valor de Inversión (VI) para las obras de ampliación, incorporando fórmulas de indexación y mecanismos de ajuste durante la ejecución, a fin de reflejar los costos reales y evitar la paralización de proyectos.
- La habilitación para que los medios de generación y sistemas de almacenamiento de energía propongan obras en redes zonales, con exigencias regulatorias de garantías y mecanismos de pago, lo que implica un cambio de paradigma en la planificación y financiamiento de estas redes permitiendo una mejor respuesta a las crecientes congestiones y necesidades del sistema eléctrico.

Complementariamente, se reconoce que un mercado eléctrico competitivo, con incentivos adecuados y asignación eficiente de los riesgos de congestión, es esencial para una descarbonización segura y costo-eficiente.

Para hacer frente a estos desafíos, este eje incluye medidas adicionales concretas para disponer oportunamente infraestructura necesaria para el transporte de energía y para la integración de grandes volúmenes de energía renovable, relacionada tanto a mejorar la utilización de infraestructura existente de transmisión y otros recursos disponibles, como las condiciones para desarrollar proyectos de transmisión, a través de incentivos a la inversión, modelos de remuneración y señales de localización.

15. Evaluar el sistema de tarificación de la transmisión de estampillado mixto para promover un crecimiento adaptado y optimizado de la infraestructura eléctrica

Diagnóstico: La principal crítica al modelo antiguo de remuneración de los sistemas de transmisión eléctrica, era que no permitía que la generación y el consumo reaccionaran con antelación y previsión a la señal de localización, reduciendo la competencia en el sector de generación. En respuesta, la Ley 20.936 simplificó el modelo de tarificación y remuneración, trasladando el pago de la transmisión a la demanda, de modo que este no constituyera una barrera para la competencia en generación.

Considerando que esta política efectivamente impulsó la competencia, también se ha hecho visible la creación de zonas de generación, alejadas de los centros de consumo y con capacidad insuficiente de transmisión, lo que ha desencadenado una necesidad adicional de infraestructura a costo de la demanda.

En ese contexto, es necesario revisar el esquema de tarificación actual de los sistemas de transmisión, a través del desarrollo de un estudio por parte del Ministerio de Energía, con el objeto de evaluar mejoras a la señal de localización, para los proyectos de generación y permiten, en caso de ser necesario, adecuar el estampillado a una realidad donde se pretende incentivar el autoconsumo, ponderando los beneficios entre los agentes, sin que ello implique generar barreras de entrada para este segmento.

Objetivo: Evaluar el sistema de tarificación de la transmisión, a partir de un estudio que permita obtener un diagnóstico integral del esquema existente de tarificación de la transmisión, considerando los cambios propuestos en la planificación, con el objeto de fortalecer la señal de localización de los proyectos de generación.

Los resultados del estudio permitirán fundamentar técnicamente una propuesta de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, con el objetivo de incorporar mejoras al esquema de tarificación de la transmisión, considerando mecanismos que fortalezcan la señal de localización, promuevan un uso eficiente de las redes y los costos entre los distintos actores del mercado.

Plazo:

- 2026: Elaboración de Estudio de Remuneración de la Transmisión.
- 2026: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Estudio de Remuneración de la Transmisión. Modificación a la Ley General de Servicio Eléctrico.

16. Establecer incentivos en la remuneración de la transmisión que promuevan el uso eficiente de la infraestructura eléctrica y la incorporación de nuevas tecnologías

Diagnóstico: Actualmente, existen tecnologías que permiten un mejor monitoreo de las redes de transmisión, o automatismos que permiten modificar los flujos para un mejor aprovechamiento de la red. Sin embargo, los incentivos y riesgos asociados a la implementación de estas tecnologías no están alineados con el modelo vigente de remuneración de la infraestructura de transmisión. Dado

que la remuneración no depende del nivel de uso de las instalaciones, los propietarios no cuentan con un incentivo para realizar inversiones adicionales en tecnologías de monitoreo continuo de los flujos, ni para adoptar prácticas que permitan una operación más eficiente de la red.

Objetivo: Establecer incentivos económicos en el modelo de remuneración de la transmisión que promuevan la implementación de tecnologías para el monitoreo instantáneo y continuo de los flujos de la red, así como una gestión más eficiente de la infraestructura disponible.

Plazo:

- 2026: Elaboración de Estudio de Remuneración de la Transmisión.
- 2026: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Estudio de Remuneración de la Transmisión. Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

17. Revisar y evaluar la incorporación de un esquema financiero de gestión de riesgos de transmisión mediante el derecho a las rentas de congestión

Diagnóstico: En el contexto actual, los proyectos de generación —especialmente los renovables ubicados en zonas con capacidad limitada de evacuación— enfrentan una alta exposición a los riesgos derivados de las restricciones de transmisión, lo que afecta la competitividad de sus contratos y aumenta la incertidumbre regulatoria y operativa al momento de estructurar acuerdos de suministro, con un impacto directo en su acceso a financiamiento. En otras jurisdicciones internacionales, estos riesgos se gestionan mediante instrumentos financieros de gestión de congestión, como los *Financial Transmission Rights* (FTRs) y los *Congestion Revenue Rights* (CRRs), herramientas que han resultado eficaces para permitir a suministradores y otros actores mitigar riesgos frente a congestiones en los sistemas de transmisión.

Objetivo: Con base en dicho diagnóstico, se propone incorporar en la Ley General de Servicios Eléctricos instrumentos que mitiguen la gestión de riesgos y promuevan el acceso a contratos más competitivos, cuyas definiciones técnicas y eventuales modificaciones a la LGSE serán resultados de un estudio que lleve adelante el Ministerio de Energía.

Plazo: 2026: Elaboración de Estudio de Remuneración de la Transmisión.

2026: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Estudio de Remuneración de la Transmisión. Modificación de la Ley General de Servicio Eléctricos.

18. Establecer medidas que faciliten la conexión de proyectos de generación y de sistemas de almacenamiento, a través de cambios en la planificación y régimen de acceso abierto de la transmisión.

Diagnóstico: La modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos a través de la ley N° 21.721, en particular la incorporación del nuevo inciso final del artículo 102°, permitirá que las empresas generadoras puedan proponer y financiar obras de ampliación de forma complementaria a la

expansión centralizada, a su cuenta y riesgo, habilitando un procedimiento más expedito para ampliar el sistema de transmisión con el objetivo de que estas puedan inyectar su potencial de generación a la red, releva la necesidad de modificar el reglamento de planificación de la transmisión para otorgar una regulación clara respecto a este proceso.

Por otro lado, teniendo en cuenta la amplia competencia existente por posiciones de conexión, es que se observa la necesidad de revisar el proceso de acceso abierto y su manejo de información. Las garantías establecidas en el reglamento han servido para limitar parte de la especulación, sin embargo, se mantiene un interés muy alto por las posiciones por el lado de los proyectos de generación.

Adicionalmente, hoy el único criterio de asignación de posiciones corresponde al orden de prelación de la solicitud, con casos de ingreso de solicitudes con pocos segundos de diferencia, evidenciado una escasez de puntos disponibles para la conexión de proyectos.

Al mismo tiempo, existen casos donde la información de los proyectos y particularmente del cronograma, incluida en las solicitudes de declaración en construcción, no coincide con la declarada en el proceso de acceso abierto.

Objetivo: Impulsar un desarrollo expedito y mejoras en el proceso de acceso abierto de los proyectos de generación, mediante las siguientes iniciativas:

- Revisar el esquema de acceso abierto para incorporar criterios adicionales que permitan disminuir el riesgo de especulación en las solicitudes de conexión y ordenar la aprobación de conexiones de proyectos bajo un criterio de beneficio sistémico.
- Mejorar el procedimiento de solicitud de acceso abierto, de tal manera de recoger las necesidades de nueva infraestructura en el contexto de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.
- Estandarizar la información de proyectos utilizada por parte del Ministerio de Energía, la CNE, el Coordinador, y en general todos los interesados del sector, de manera que el desarrollo de proyectos se realice de forma más accesible y transparente.
- Revisar y adecuar las causales de revocación de las autorizaciones de conexión otorgadas por el Coordinador (Art 25 DS N°37).
- Reglamentar el proceso que permite la inversión de obras de transmisión a riesgo de privados, en el proceso de planificación de la transmisión, de forma complementaria a la expansión centralizada.

Plazo: 2025: Modificación DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: DS N°37/2021 Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

EJE 4: SISTEMA ELÉCTRICO SEGURO Y FLEXIBLE EN UN CONTEXTO ALTAMENTE RENOVABLE

A medida que se avanza en el reemplazo de centrales que generan energía a través combustibles fósiles por centrales renovables no convencionales, se cuenta en mayor medida con tecnologías que no aportan de forma natural los atributos de flexibilidad, inercia y robustez (o fortaleza) de red, requeridos por el sistema eléctrico²³. Al depender de factores climáticos, estas nuevas tecnologías presentan una variabilidad que incrementa los requerimientos sistémicos de estos atributos.

Si bien existen atributos de flexibilidad, que se pueden obtener a través de centrales renovables no convencionales, es necesario establecer incentivos para que dichos servicios sean prestados por los distintos agentes. Esto permitirá que el sistema se prepare para un mayor retiro de centrales que utilizan combustibles fósiles, permitiendo avanzar de manera segura hacia la descarbonización del sistema.

La Estrategia de Flexibilidad lanzada en 2020 por el Ministerio de Energía, marcó un punto de partida para el desarrollo de una serie de instrumentos y medidas para incentivar el aporte a la flexibilidad del sistema, tales como:

- **Ley de Almacenamiento (Ley 21.505):** Promueve el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, facilitando la integración de energías renovables variables y mejorando la gestión de la demanda.
- **Reglamento de Potencia (DS N°62):** Establece criterios para el reconocimiento y remuneración de la potencia de suficiencia para los sistemas de almacenamiento de energía, impulsando la integración de tecnologías que aportan capacidad de respaldo y aportan al suministro de energía en las situaciones de mayor exigencia del sistema (horas de punta).
- **Reglamento de Coordinación y Operación (DS N°125):** Establece los criterios para una operación eficiente de nuevas tecnologías, calculando un Costo de Oportunidad para los sistemas de almacenamiento de energía. Además, introduce una coordinación eficiente de retiros de los sistemas de almacenamiento, la automatización del despacho económico con restricciones y da certeza en la operación de los sistemas de generación-consumo, entregando mayor certidumbre y eficiencia en la operación del sistema eléctrico.
- **Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS N°88):** Actualmente en proceso de consulta pública. La modificación propuesta a este reglamento incorpora exigencias técnicas necesarias para fortalecer la integración de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), estableciendo los requisitos para la implementación de sistemas de monitoreo y control que permitan su conexión, tanto al centro de control de la empresa distribuidora como al Sistema de Información en Tiempo Real del Coordinador Eléctrico Nacional. Asimismo, define principios para la operación en tiempo real de los PMGD,

23 Entre las principales brechas frente al retiro del carbón, se destaca:

Reducción de la inercia del sistema: El retiro de unidades térmicas disminuye la inercia disponible, esto es, desde el punto de vista de la estabilidad, la capacidad para resistir desbalances entre la generación y la demanda manteniendo la frecuencia del sistema eléctrico, y así, el suministro de energía.

Mayor necesidad de reserva operativa: La creciente participación de generación variable renovable (eólica y solar) requiere mayores reservas de respaldo rápido, las cuales no siempre están disponibles o son más costosas.

Congestiones en transmisión: El desplazamiento de la generación hacia zonas con alta disponibilidad de renovables, como el norte (solar), ha intensificado la congestión en ciertas secciones del sistema de transmisión, dificultando el despacho económico.

Desafíos para la coordinación del despacho: La variabilidad e incertidumbre de la generación renovable exige sistemas de pronóstico y herramientas de optimización más sofisticadas. Esto implica mayores capacidades para prever el despacho y predespacho, lo que impone mayores exigencias al Coordinador Eléctrico Nacional.

incluyendo criterios para la aplicación de recortes e instrucciones operativas, junto con las reglas específicas para la operación y valorización de las inyecciones y retiros de sistemas de almacenamiento conectados a redes de distribución. En conjunto, estas medidas promueven una participación más activa y coordinada de los PMGD en la operación del sistema, fortaleciendo su capacidad de respuesta y aportando mayor flexibilidad al sistema eléctrico.

- **Norma Técnica de Coordinación de la Operación (NTCO):** Establece una resolución temporal en el cálculo de los costos marginales de energía en 15 minutos, mejorando la señal de precios en el mercado spot, promoviendo una operación que refleje apropiadamente los requerimientos de la flexibilidad del sistema.
- **Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyC):** Actualmente se encuentra en consulta pública el trabajo normativo el cual incorpora nuevos anexos técnicos para establecer exigencias mínimas a las tecnologías con electrónica de potencia tipo *grid forming* (IBR). Estas tecnologías permiten que recursos renovables contribuyan activamente a la estabilidad del sistema, promoviendo una operación más flexible frente a variaciones en la generación y demanda.

A pesar de estos avances, es fundamental seguir desarrollando instrumentos regulatorios que incentiven la instalación y operación de tecnologías que aporten atributos de seguridad y robustez, como almacenamiento, generación flexible y respuesta rápida ante contingencias. Estos elementos fueron destacados en los talleres desarrollados para el diseño del Plan de Descarbonización:

- Medidas de corto plazo para mejorar la operación del sistema.
- Evaluación de un mercado de ofertas en el mediano y largo plazo, que permita una mejor formación de precios y gestión de riesgos, considerando previamente los niveles de competencia y un posible período de transición con ofertas de cantidad.
- Desarrollo de incentivos adecuados para fomentar la inversión en infraestructura que entregue los atributos técnicos necesarios en un contexto de generación altamente variable.

En esencia, la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado requiere fortalecer los atributos de flexibilidad, seguridad y robustez mediante incentivos adecuados y regulación. Para ello, se proponen instrumentos que permiten integrar tecnologías como el almacenamiento y la generación distribuida, asegurando una operación eficiente y estable frente a la creciente variabilidad de las energías renovables.

19. Adecuar y mejorar el mercado de Servicios Complementarios para una operación eléctrica segura y eficiente en un escenario de descarbonización

Diagnóstico: La Ley N°20.936 estableció un mercado de Servicios Complementarios (SSCC) para materializar los requerimientos de seguridad que permiten la operación del sistema mediante mecanismos competitivos priorizando esquemas de licitaciones y subastas por sobre la instrucción directa ante condiciones de competencia. Luego de cinco años de funcionamiento de este mercado, es relevante evaluar y mejorar su diseño para fomentar la competencia y la integración de tecnologías habilitantes de la transición energética.

Entre los aspectos a revisar, se encuentra los mecanismos de remuneración de SSCC. El reglamento definió que la remuneración de los servicios materializados mediante subastas o licitaciones se realizaría según los precios ofertados adjudicados, esto es un esquema *"pay as bid"*, a diferencia del mercado de energía donde rige un esquema de precio uniforme, conocido también como *"pay as clear"*. Se recomienda diseñar las subastas considerando mecanismos *pay as clear* ya que incentiva a los agentes a ofertar sus verdaderos costos y no ofertar al precio que esperan sea la casación de mercado.

En el caso de SSCC de control de frecuencia, si los servicios se materializan a través de subastas, se remuneran las ofertas que se realizan por los costos de desgaste más el reconocimiento ex-post de costos de oportunidad y sobrecostos, en el caso de las ofertas los precios máximos difieren por tecnología. Este esquema puede no resultar atractivo para nuevas instalaciones, especialmente aquellas que deben incurrir en costos adicionales para prestar estos servicios.

De igual forma, se identifica la necesidad de revisar las definiciones de los SSCC, ya que podría haber atributos deseados para la seguridad que no estén siendo considerados adecuadamente y que son entregados naturalmente por unidades térmicas e hidráulicas convencionales. En este sentido, es clave avanzar en la evaluación de nuevos servicios complementarios necesarios, para enfrentar los desafíos propios de una matriz eléctrica descarbonizada, como la reducción de inercia o la pérdida de flexibilidad.

Asimismo, se revisarán los horizontes de evaluación del requerimiento de SSCC, con el fin de recoger las necesidades de seguridad del sistema en el corto, mediano, y largo plazo, considerando procesos tan relevantes como la descarbonización. Los horizontes considerados actualmente no permiten evaluar necesidades a mediano y largo plazo, limitando inversiones e integración de tecnologías cuya eficiencia económica solo se refleja en dichos horizontes y que permitirían catalizar la descarbonización.

Objetivo: Transformar progresivamente el diseño del mercado de SSCC, a fin de mejorar los incentivos para que nuevos servicios respondan a los requerimientos técnicos, en el corto y mediano plazo de un sistema eléctrico bajo en emisiones, buscando incentivar una mayor competencia, habilitar la participación de nuevos actores e instalaciones renovables, y asegurar una operación eficiente del sistema, facilitando el reemplazo progresivo de centrales altas en emisiones en la provisión de estos servicios, se promoverán las siguientes iniciativas:

- Fortalecer los mecanismos técnicos y regulatorios para la **definición, licitación o subastas** de SSCC, mejorando la prestación de servicios necesarios para enfrentar los desafíos propios de una matriz eléctrica descarbonizada, como la reducción de inercia o la pérdida de flexibilidad.
- Avanzar hacia un modelo de pago “pay as clear” para el mercado de SSCC, que genere señales económicas más claras, promueva la eficiencia y fomente una mayor competencia.
- Revisar la definición de servicios vigentes y la necesidad de definir nuevos servicios complementarios, necesarios para enfrentar los desafíos propios de una matriz eléctrica descarbonizada, como la reducción de inercia o la pérdida de flexibilidad.
- Evaluar los costos, beneficios, barreras de entrada y condiciones habilitantes necesarias para incentivar la participación de la demanda en el mercado de SSCC. Esto incluye tanto aspectos legales, mediante la incorporación de figuras como los agregadores o comercializadores, como aspectos técnicos y normativos, a ser abordados en los reglamentos y procedimientos correspondientes.
- Definir horizontes de evaluación de requerimientos de SSCC que permitan recoger las necesidades de mediano y largo plazo y con ello dar señales eficientes a la inversión en nuevas tecnologías que permitan acelerar la descarbonización. Dichas prestaciones se concretarían a través de contratos de mediano y largo plazo entregando mayores certezas a las inversiones.

Plazo:

- 2025: Desarrollo de estudio de flexibilidad del sistema interconectado.
- 2026: Agenda corta de medidas para el perfeccionamiento del actual mercado de Servicios Complementarios.

- 2026: Modificación DS N°113/2019 Reglamento de Servicios Complementarios que no requieren modificación legal.
- 2027: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 2028: Elaboración de propuestas para modificación DS N°113/2019 Reglamento de Servicios Complementarios a partir de las modificaciones legales.

Responsable: Ministerio de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional y Comisión Nacional de Energía.

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°113/2019 Reglamento de SSCC. Informe de Definición de SSCC. Norma Técnica de Servicios Complementarios. Agenda Corta SSCC. Estudio de flexibilidad.

20. Adecuar la programación y operación del sistema eléctrico para gestionar la variabilidad de los recursos renovables, habilitando nuevas tecnologías para una mayor flexibilidad del sistema

Diagnóstico: La resolución horaria de los modelos de programación diaria e intradiaria limita la capacidad del sistema para reflejar de manera precisa los cambios rápidos de generación renovable y de flexibilidad del sistema, dificultando una respuesta oportuna y adecuada frente a los requerimientos dinámicos que plantea una matriz con alta penetración de energías renovables variables. Adicionalmente, se revisarán las metodologías utilizadas en la programación y operación, tales como la empleada para el cálculo del valor del agua, con el fin de que respondan de mejor manera a las condiciones de largo plazo de los recursos disponibles. Asimismo, la falta de reglas claras para la integración de nuevas tecnologías, que contribuyen al proceso de descarbonización, como los sistemas de almacenamiento y los sistemas generación-consumo, genera incertidumbre respecto de su incorporación en la programación y operación del sistema.

Objetivo: Adaptar y perfeccionar los modelos de programación y las reglas de operación del sistema eléctrico para enfrentar los desafíos que plantea una matriz con alta penetración de energías renovables variables. Se promoverán iniciativas tales como:

- Avanzar hacia una mayor granularidad en la programación de la operación, que permita una respuesta más oportuna y precisa frente a los requerimientos dinámicos del sistema.
- Evaluar la metodología de cálculo del valor del agua con el fin de introducir mejoras en consideración con las tendencias de la hidrología a largo plazo.
- Se establecerán reglas claras que otorguen certidumbre a la integración de nuevas tecnologías que aporten flexibilidad, en particular, a los sistemas de almacenamiento y sistemas de generación-consumo, permitiendo dar señales claras a la inversión y facilitar el ingreso los atributos que entregan dichas tecnologías que aportan a la flexibilidad del sistema eléctrico.

Plazo:

- 2025: Modificación DS N°125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional.

Responsable: Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

Instrumento: DS N°125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional. Norma Técnica De Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

21. Generar evidencia para la disminución de los mínimos técnicos ambientales de las centrales termoeléctricas observando los estándares vigentes

Diagnóstico: Para permitir una mayor integración de energía solar y eólica, las centrales térmicas chilenas han aumentado su flexibilidad. Esto se logra mediante un ciclaje más frecuente o mediante la disminución de mínimos técnicos durante el día, que contribuyen a la ambición climática mandatada por la Ley Marco de Cambio Climático, en particular la reducción de contaminantes globales o CO₂.

Esta operación flexible plantea desafíos y riesgos asociados a fenómenos de desgaste de distinta naturaleza, que comprometen la intención de operación permanente, estable y continua, en distintas escalas de tiempo. Además, la operación flexible plantea desafíos asociados a las emisiones, en particular de contaminantes locales. Algunas tecnologías no son capaces de controlar la concentración de contaminantes en la chimenea a bajas cargas, y para dar cumplimiento a la normativa ambiental que las regula, informan la restricción de operación a una carga más alta que el mínimo técnico termodinámico.

Por su parte, para una mayor colocación de energías renovables, es relevante que las centrales térmicas puedan operar con mínimos técnicos ambientales cercanos al límite termodinámico, entregando al sistema eléctrico sus atributos de seguridad y suficiencia, pero disminuyendo los contaminantes locales y globales emanados al ambiente.

Para lograr esto, se requiere un análisis de las unidades de medida que fijan los límites de emisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, que actualmente fijan límites de concentración de contaminantes en mg/Nm³.

La emisión de contaminantes debiera considerar tanto la concentración de los contaminantes de interés (mg/Nm³), como el flujo (m³/h) que sale de la chimenea.

A menor nivel de operación, como ocurre al operar a mínimo técnico, el flujo total de contaminantes se puede reducir de manera significativa, aun manteniendo, o eventualmente aumentando, la concentración de contaminantes en la chimenea. Es decir, un aumento de las concentraciones de contaminantes en la chimenea no necesariamente significa un aumento en las emisiones a la atmósfera.

Objetivo: Disminuir los mínimos técnicos ambientales de las centrales termoeléctricas para permitir mayor flexibilidad e inserción de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional.

Propuesta: Analizar y generar evidencia a partir del monitoreo de las emisiones de las centrales termoeléctricas en operación, a fin de generar insumos que estén disponibles para la próxima revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

Plazo: 2027 Inicio Estudio.

Responsable: Ministerio de Energía, en coordinación con Ministerio del Medio Ambiente, Superintendencia del Medio Ambiente y Coordinador Eléctrico Nacional.

Instrumentos: Estudio de insumo para propuestas regulatorias.

22. Fortalecer la integración de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en la operación del sistema eléctrico

Diagnóstico: Ante la creciente incorporación de generación distribuida renovable, especialmente a través de los PMGD, se requiere adecuar su monitoreo y trazabilidad dentro de la operación del

sistema eléctrico. Esta medida busca visibilizar su comportamiento operativo, permitiendo que estas tecnologías contribuyan a una transición energética más resiliente y segura.

Objetivo: Fortalecer la integración de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), en su mayoría basados en energías renovables, dentro de la operación del sistema eléctrico, a través de la incorporación de sistemas de monitoreo y control que permitan una mayor visibilidad y trazabilidad operativa. Esto permitirá maximizar su aporte al proceso de descarbonización, asegurando que operen de forma segura.

Para ello, se deberán revisar las disposiciones vigentes en la normativa eléctrica, con el fin de adecuar o incorporar los requerimientos necesarios de control y monitoreo, permitiendo promover su integración efectiva con los sistemas del Coordinador Eléctrico Nacional y de las empresas de distribución.

Plazo:

- 2025: DS N°88/2020 Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.

Responsable: Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

Instrumento: DS N°88/2020 Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Norma Técnica de Coordinación y Operación PMGD.

23. Adaptar el mercado mayorista de energía, transitando hacia ofertas e incorporar una etapa financieramente vinculante a la programación de la operación (mercado day-ahead)

Diagnóstico: Diversos análisis han identificado la necesidad de adaptar el mercado mayorista de energía a las condiciones de un sistema eléctrico 100% renovable. Entre los elementos más relevantes se encuentra la transición hacia un mercado de ofertas e incorporación de una etapa day-ahead con carácter financieramente vinculante.

El mercado eléctrico nacional cuenta actualmente con una única instancia de liquidación, correspondiente a la operación en tiempo real o “mercado spot”, el cual se basa en el despacho de unidades generadoras según un listado de prioridad de colocación en el que estas se encuentran ordenadas para el despacho según sus costos declarados y auditados. Con el fin de fortalecer su funcionamiento, es recomendable incorporar una segunda instancia de liquidación vinculada al proceso de programación de la operación, conocida como mercado “day-ahead». La implementación de este mecanismo fomentará la entrega de información más precisa para una mejor gestión del riesgo, reducirá las brechas con la operación en tiempo real y, en consecuencia, disminuirá los sobrecostos derivados de tales desviaciones.

La transición hacia un sistema descarbonizado implicará la incorporación de un mayor número de actores y de nuevas tecnologías, cada una con diferentes costos. En este contexto, resulta recomendable que los participantes puedan expresar sus costos y gestionar sus riesgos mediante ofertas, lo que a su vez exige implementar mecanismos de mitigación de poder de mercado, asegurando condiciones de competencia justas y un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico.

Junto con estas medidas, se evaluará si se requieren medidas adicionales para incentivar la reducción de desvíos entre los mercados day-ahead y spot.

Objetivo: Adaptar el mercado mayorista de energía a un sistema 100% renovable con diferentes tecnologías y costos de producción, con el objetivo de fomentar la operación eficiente, entregando herramientas de mercado para gestionar riesgos e incentivando la reducción de desvíos que puedan surgir en la operación en tiempo real respecto de lo programado.

Para implementar esta medida, se establecerán mecanismos claros y transparentes que permitan:

- Que los agentes posean herramientas de mercado, para gestionar el riesgo e incentivar su participación, entre ellas un mercado financieramente vinculante en ocasión a la programación de la operación (mercado day-ahead) y transitar de un mecanismo de costos declarados auditados a ofertas, junto con la implementación de mecanismos de mitigación de poder de mercado.
- La incorporación de una etapa intermedia que facilite la transición desde un mercado de operación centralizada con costos auditados hacia un esquema basado en ofertas. Esta fase tendría como propósito implementar el mercado de manera gradual y modular, favoreciendo la adaptación de los participantes a los nuevos mecanismos, al mismo tiempo que se incrementa la flexibilidad operativa del sistema y se mitigan los riesgos asociados al cambio estructural.
- Se evaluarán mecanismos de diseños de mercado que reduzcan las brechas entre el mercado day-ahead y el mercado en tiempo real, como por ejemplo habilitar la incorporación de agentes puramente financieros y ofertas virtuales.

Plazo:

- 2026: Estudio de propuestas para el perfeccionamiento de la regulación asociada a la transición a un mercado mayorista para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- 2027: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 2028: Elaboración de propuestas para modificación DS N°125 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional.

Responsable: Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional. DS N°113/2019 Reglamento de SSCC. Norma Técnica De Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico. Norma Técnica de Servicios Complementarios

24. Establecer incentivos a la inversión y mecanismos contractuales para fomentar un sistema eléctrico flexible eficiente y descarbonizado.

Diagnóstico: El retiro progresivo de centrales a carbón exige asegurar la entrada oportuna de nuevas inversiones que permitan mantener la seguridad, la flexibilidad y la eficiencia del sistema eléctrico. Para ello, resulta clave evaluar incentivos y mecanismos contractuales adecuados que den certeza a los inversionistas y orienten la incorporación de energías renovables, almacenamiento y recursos que aporten flexibilidad al sistema.

Objetivo: Se propone revisar nuevos modelos de contratos de largo plazo, incluyendo modificaciones a los contratos de suministro regulado, contratos por diferencias y esquemas tipo "Cap and Floor", entre otros. Estos mecanismos han demostrado ser efectivos para viabilizar proyectos de almacenamiento de larga duración en mercados como el del Reino Unido o Australia. Asimismo, resulta relevante evaluar la coordinación de estos instrumentos con otros esquemas contractuales, como los contratos por SSCC, con el fin de habilitar el apalancamiento de múltiples fuentes de ingresos (revenue stacking).

La evaluación de eventuales modificaciones a los contratos de suministro regulado tendrá como objetivo incorporar cambios en los procesos de licitaciones de suministro, para integrar mejoras orientadas a satisfacer nueva demanda. Esto incluye mejoras, tales como:

- **Nuevos modelos de contratos:** Evaluación de la integración de distintos modelos de contrato con diversos períodos de duración e inicio de prestación, con el fin de poseer herramientas adecuadas al momento de licitar, acordes a las condiciones de mercado.
- **Requisitos particulares:** Definición de requisitos técnicos específicos según las prestaciones tecnológicas de cada oferta, para el cumplimiento de criterios comunes de evaluación. Se podrán considerar factores como la capacidad de respuesta o la seguridad de suministro, entre otros.

Plazo:

- 2026: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- 2027: Elaboración de propuestas para la modificación del DS N°106/2016, que Aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados.

Responsable: Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía.

Instrumento: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. Modificación del DS N°106/2016, que Aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados.

25. Evaluación prospectiva y monitoreo continuo de las condiciones habilitantes para la descarbonización

Diagnóstico: La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado presenta desafíos críticos en materia de seguridad del sistema junto con riesgos de abastecimiento, especialmente ante el retiro de centrales a carbón y la creciente participación de fuentes renovables. Esta situación se ve agravada por la exposición de la infraestructura energética a riesgos climáticos y eventos extremos como marejadas, incendios forestales y otros fenómenos de baja probabilidad, pero de alto impacto para el sistema eléctrico. Este nuevo escenario operacional requiere evaluar rigurosamente las condiciones habilitantes y los mecanismos de mercado para permitir la adecuada integración de tecnologías flexibles y limpias.

Objetivo: Determinar las condiciones habilitantes para la descarbonización y anticipar posibles situaciones de riesgo de seguridad y estrechez en el suministro eléctrico. Para ello se requerirá al Coordinador Eléctrico Nacional elaborar un estudio periódico e integral con distintos horizontes de tiempo y que provea señales tempranas de estrechez de suministro, a la vez de dimensionar el rol y la temporalidad necesaria de generación eléctrica con gas natural. Lo anterior, para evaluar el impacto sistémico del retiro de centrales a carbón y las condiciones necesarias para avanzar en la descarbonización, del que se podrán desprender recomendaciones tales como eventuales modificaciones al reconocimiento de potencia de suficiencia para promover tecnologías limpias que aporten al abastecimiento de la demanda en horas de mayor estrés sistémico, entre otras.

Con ocasión a este estudio, se deberán evaluar medidas para una adecuada transición del modelo de remuneración vigente, a mecanismos de remuneración de capacidad con un carácter prospectivo, competitivo y focalizado, que entreguen señales e incentivos adecuados para el desarrollo de nuevas soluciones que fortalezcan la seguridad de abastecimiento, con el objetivo de evitar impactos en la confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente frente a contingencias que puedan afectar la cadena de suministro.

A partir del primer estudio realizado por el Coordinador, el Ministerio de Energía realizará un diagnóstico para evidenciar si el mercado de potencia proporciona señales adecuadas para la inversión en tecnologías

de generación flexibles y limpias esenciales para la suficiencia, seguridad y eficiencia económica de un sistema eléctrico descarbonizado. En particular, se evaluarán los criterios utilizados en la metodología, y la posible inclusión de nuevos actores que presten suficiencia al sistema desde la demanda.

Plazo:

- 2025: Presentación de proyecto de ley régimen transitorio acelerado para la descarbonización, en relación con el estudio periódico del Coordinador.
- 2027: Inicio de elaboración de estudio de seguridad y suficiencia para el retiro o reconversión de centrales a carbón.
- 2027: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto del mercado de potencia.
- 2028: Elaboración de propuestas para la modificación del DS N°62/2006, Reglamento de Transferencias de Potencia.

Responsables: Coordinador Eléctrico Nacional, Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

Instrumentos: Modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos. Nuevos Estudios de Seguridad y Suficiencia para el Retiro o Reconversión de Centrales a Carbón, requeridos por el Ministerio de Energía al Coordinador Eléctrico Nacional. DS N°62/2006, Reglamento de Transferencias de Potencia. Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

26. Revisar y robustecer la institucionalidad en materia de monitoreo de la competencia

Diagnóstico: Los cambios propuestos en algunas medidas de este eje, requieren de mecanismos de monitoreo y control de la competencia con las suficientes atribuciones para detectar y restringir potenciales ejercicios de poder de mercado por parte de los actores.

Adicionalmente, el marco actual de monitoreo de la competencia presenta limitaciones institucionales y procedimentales que pueden retrasar la detección y denuncia de conductas anticompetitivas, reduciendo la eficacia del sistema y restringiendo el alcance de la supervisión.

Objetivo: Estudiar las prácticas internacionales que se hayan implementado respecto a este tópico en distintos mercados, con el objetivo de adaptar dichas prácticas al mercado nacional, y elaborar un mapa de cambios regulatorios que permita fortalecer e implementar eficazmente los mecanismos de asignación de responsabilidades y el monitoreo de la competencia en el sector eléctrico.

Plazo:

- 2025: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional.
- 2026: Estudio de propuestas para el perfeccionamiento de la regulación asociada a la transición a un mercado mayorista para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- 2027: Elaboración de propuesta para la modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Responsable: Ministerio de Energía.

Instrumento: Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos. DS N°125/2019 Reglamento de Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional. Estudio de perfeccionamiento de la regulación asociada a la transición a un mercado mayorista para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).



Gobernanza para la implementación y seguimiento del Plan



4. GOBERNANZA PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y EL SEGUIMIENTO DEL PLAN

La implementación efectiva del Plan de Descarbonización requiere de una estructura de gobernanza robusta, que permita la correcta coordinación de las acciones, el monitoreo permanente de los avances, la evaluación de los impactos y los ajustes de las medidas de manera oportuna. La complejidad técnica, institucional y regulatoria del proceso exige una articulación clara entre los distintos niveles de decisión y ejecución, así como mecanismos de retroalimentación que aseguren la mejora continua de este plan.

Por lo anterior, se propone establecer una gobernanza estructurada en tres etapas, como muestra la Figura 6: (1) implementación y monitoreo, (2) evaluación de impacto y (3) ajustes del plan. Las acciones de cada una de estas etapas serán coordinadas y gestionadas por una secretaría técnica como muestra la figura. Este enfoque busca asegurar que las acciones se desarrollen de manera coordinada, efectiva y eficiente, alineadas con los objetivos de instrumentos de política pública, especialmente con la Política Energética Nacional (PEN), los planes de Hidrógeno Verde y Sectorial de Cambio Climático.

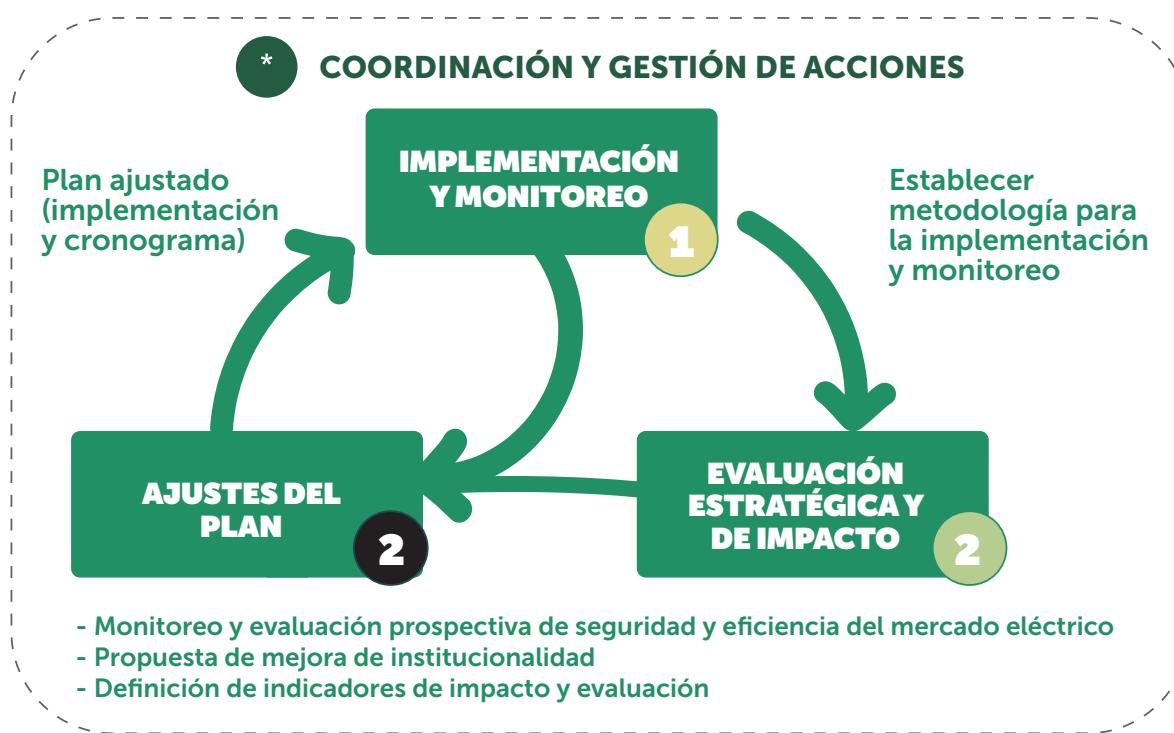


Figura 6 Flujo para la implementación y el seguimiento del plan



Para **coordinar y gestionar las acciones del plan**, la División de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía actuará como secretaría técnica y estará encargada de la definición de puntos focales para la implementación de las medidas que no sean de su competencia, estableciendo junto con ello un sistema de monitoreo del plan.

En el **nivel de implementación y monitoreo** (punto 1 de la Figura 6), la secretaría técnica será responsable de velar por la ejecución de las medidas programadas, coordinar y gestionar la aplicación de las acciones relevantes y proponer ajustes cuando sea necesario.

En el **nivel de evaluación estratégica y de impacto** (punto 2 de la Figura 6), se determinarán los métodos y el calendario para analizar los resultados de las medidas, en función de los objetivos del Plan. Se evaluarán distintos ámbitos del plan asociado a sus impactos en la competitividad, seguridad del mercado eléctrico, a nivel institucional, entre otros. Se realizarán evaluaciones periódicas, para medir la efectividad de las acciones y ajustar sus componentes de acuerdo a la evidencia obtenida.

Finalmente, la secretaría técnica será responsable de integrar estos insumos en los **ajustes y actualización del plan** (punto 3 de la Figura 6), ajustando cronogramas, instrumentos y responsables según corresponda.

27. Establecer una metodología para la implementación y monitoreo

Objetivo: Definir y dar a conocer la metodología que acompañará la implementación y el monitoreo del Plan de Descarbonización, de manera de coordinar eficientemente las acciones de distintas entidades, transparentar los avances y alertar sobre eventuales desvíos. El producto principal de esta metodología será a través de un tablero público en línea que establezca un monitoreo que se actualizará periódicamente, para mostrar el avance de cada iniciativa.

Esta metodología podría extenderse para incluir otros detalles de la Figura 6, así como los plazos y mecanismos para el ajuste de medidas y actualización del plan.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Tablero online.

28. Definición de indicadores de impacto y evaluación

Diagnóstico: La implementación de este plan requiere de mecanismos que permitan evaluar su efectividad de manera sistemática y objetiva. Estos mecanismos facilitarían la identificación de oportunidades de mejora para articular la toma de decisiones informadas a fin de ajustar el diseño e implementación del plan.

Objetivo: Con el propósito de consolidar un sistema de seguimiento y evaluación del plan de descarbonización, se desarrollará una metodología que incluya indicadores de impacto que permita medir de forma objetiva y consistente los efectos de las medidas implementadas. Este sistema incluirá métricas que reflejen la eficiencia y efectividad de las acciones del plan, tanto en términos técnicos como económicos y ambientales.

Esta metodología de seguimiento definirá criterios, fuentes de información, periodicidad y responsabilidades institucionales, complementando las medidas previamente descritas y habilitando una gestión más estratégica y adaptativa del proceso de descarbonización.

Plazo: 2026

Responsable: Ministerio de Energía

Instrumento: Instrumento de metodología de seguimiento.



4.1. Cambios regulatorios propuestos

En la siguiente figura se presenta una propuesta de calendarización del plan de trabajo regulatorio para la implementación de las medidas establecidas en el presente Plan de Descarbonización.

Los plazos propuestos corresponden a los períodos de elaboración y tramitación de las modificaciones legales y reglamentarias. En cuanto a las Normas Técnicas señaladas, éstas corresponden a una aproximación en relación con las modificaciones de mayor rango legal, no obstante, es la Comisión Nacional de Energía quien determinará el calendario definitivo de dichos instrumentos.

Resumen de Medidas		Plazos de implementación															
Nº Medida	Actividad	2025			2026			2027			2028			2029			
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
1, 7, 9 y 25	PdL Tramitación Acelerada de Proyectos para la Descarbonización ⁽¹⁾																
8, 12 y 13	Proyecto de Ley - modificación LGSE (Planificación Estratégica) ⁽²⁾																
15, 16, 17 y 24	Proyecto de Ley - modificación LGSE (Transmisión) ⁽³⁾																
19, 23, 25 y 26	Proyecto de Ley - modificación LGSE (Mercado Eléctrico) ⁽⁴⁾																
10,11, 14 y 18	(R) Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión ⁽⁵⁾																
9	(R) Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión ⁽⁶⁾																
11	(R) Planificación Energética de Largo Plazo (con ocasión DS ⁺ 37) ⁽⁷⁾																
8 y 10	(R) Planificación Energética de Largo Plazo ⁽⁸⁾																
20 y 26	(R) Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional ⁽⁹⁾																
19	(R) Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional ⁽¹⁰⁾																
19	(R) SSCC ⁽¹¹⁾																
19	(R) SSCC ⁽¹²⁾																
22	(R) Medios de Generación de Pequeña Escala ⁽¹³⁾																
24	(R) Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados ⁽¹⁴⁾																
12	(R) Determinación de franjas para obras nuevas de los Sistemas de Tx ⁽¹⁵⁾																
25	(R) Reglamento de Transferencias de Potencia ⁽¹⁶⁾																
20	(NT) Coordinación y Operación ⁽¹⁷⁾																
22	(NT) Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD ⁽¹⁸⁾																
19	(NT) SSCC ⁽¹⁹⁾																
19	(NT) SSCC ⁽²⁰⁾																
25	(NT) Transferencias de Potencia ⁽²¹⁾																
20	(NT) Seguridad y Calidad de Servicio ⁽²²⁾																
4	(O) Informe de Criterios y Variables Ambientales y Territoriales ⁽²³⁾																
15,16 y 17	(O) Estudio Remuneración de la Transmisión ⁽²⁴⁾																
19	(O) Agenda Corta de SSCC ⁽²⁵⁾																
19	(O) Estudio de Flexibilidad ⁽²⁶⁾																
23 y 26	(O) Estudio perfeccionamiento del mercado mayorista del SEN ⁽²⁷⁾																
2	(O) Estudio financiado con apoyo económico del Banco Mundial ⁽²⁸⁾																
25	(O) Estudio Seguridad para el Retiro/Reconversión de Centrales a Carbón ⁽²⁹⁾																
6	(O) Instrumentos dispuestos en medida 6 ⁽³⁰⁾																
7	(O) Instrumentos dispuestos en medida 7 ⁽³¹⁾																

(R) Reglamento



Elaboración



Elaboración



Elaboración

(NT) Norma Técnica



Tramitación



Tramitación



Tramitación

(O) Otros



Detalle de la propuesta de calendarización

A continuación, se indica el detalle de las medidas que se contemplan en la calendarización propuesta. Se hace referencia además a la interrelación que existe entre los distintos instrumentos reglamentarios, que implementan finalmente una misma medida.

- 1. Medidas 1, 7, 9 y 25:** Incorporar disposiciones para la tramitación acelerada de proyectos críticos para la descarbonización.
- 2. Medida 8, 12 y 13:** Definición de "necesidades estratégicas de transmisión" en el contexto de la Planificación Energética de Largo Plazo y ampliación del alcance de Polos de Desarrollo de Generación.
- 3. Medidas 15,16, 17 y 24:** Potenciar la tarificación de la transmisión mediante un estampillado mixto, establecer incentivos en la remuneración, incorporar un esquema financiero de gestión de riesgos, y ajustar las licitaciones reguladas para entregar mejores señales de inversión.
- 4. Medidas 19, 23, 25 y 26:** Incorporar disposiciones para la implementación de un mercado day-ahead, partiendo con costos auditados para transitar a ofertas en ambas instancias de liquidación, day-ahead y tiempo real.
- 5. Medidas 10, 11, 14 y 18:** Modificaciones al DS N°37 para: (i) incorporar el alcance del ICVAT en la planificación de la transmisión, (ii) incluir metodología de resiliencia en el Plan de la CNE, (iii) perfeccionar modelos de planificación, y (iv) mejorar el acceso abierto para proyectos de generación.
- 6. Medida 9:** Modificaciones al DS N°37 que incorpore la definición de obras estratégicas (OOEE), en coherencia con los avances normativos del PdL de Aceleración de la Descarbonización (2027) que propone la actividad (1).
- 7. Medida 11:** Modificaciones al DS N°134 en relación con la resiliencia en la planificación, con ocasión de las modificaciones que se realizan al DS N° 37 propuesta en la actividad (5).
- 8. Medida 8 y 10:** Modificaciones al DS N°134, para la bajada reglamentaria necesaria posterior a la modificación legal propuesta en la actividad (1). Adicionalmente la propuesta de modificación incorporará mejoras en las modelaciones de la planificación energética tomando como insumo el ICVAT.
- 9. Medida 20 y 26:** Modificaciones al DS N°125, incorporando reglas de operación para tecnologías que aportan flexibilidad al sistema (almacenamiento y generación-consumo), revisión de las metodologías utilizadas para la programación de la operación del sistema y robustecer la institucionalidad en materia de monitoreo de la competencia.
- 10. Medida 19:** Relativa a las modificaciones al DS N°125, para la bajada reglamentaria necesaria posterior a la modificación legal propuesta en la actividad (4).
- 11. Medida 19:** Relativa a las modificaciones al DS N° 113, incorporando aquellas modificaciones que no requieren cambio legal.
- 12. Medida 19:** Relativa a las modificaciones al DS N° 113, para la bajada reglamentaria necesaria posterior a la modificación legal propuesta en la actividad (4).
- 13. Medida 22:** Modificaciones al DS N°88 incorporando adecuaciones y requerimientos necesarios de control y monitoreo, con objeto de promover una integración efectiva de los PMGDs al sistema.
- 14. Medida 24:** Modificaciones al DS N°106, incorporando adecuaciones a los procesos de licitación



regulada en coherencia con los procesos de las modificaciones legales propuesta en la actividad (3).

15. Medida 12: Modificaciones al DS N°139, incorporando adecuaciones a la metodología de los estudios de franja con el objetivo de agilizar los tiempos y procesos tanto administrativos como técnicos en coherencia con los procesos de las modificaciones legales propuesta en la actividad (2).

16. Medida 25: Modificaciones al DS N°62, incorporar mejoras a los mecanismos de remuneración de capacidad en coherencia con las modificaciones legales propuestas en la actividad (4).

17. Medida 20: Modificación a la Norma Técnica que debiese originarse a partir de los cambios incorporados en el proceso de modificación del DS N° 125 propuesto en la actividad (9).

18. Medida 22: Modificación a la Norma Técnica que debiese originarse a partir de los cambios incorporados en el proceso de modificación del DS N°88 propuesto en la actividad (13).

19. Medida 19: Modificación a la Norma Técnica que debiese derivar de las modificaciones relativas al DS N°113 propuesto en la actividad (11).

20. Medida 19: Modificación a la Norma Técnica que debiese derivar de las modificaciones relativas al DS N°113 como consecuencia de la propuesta de modificación legal propuesta en la actividad (12).

21. Medida 25: Modificación a la Norma Técnica que debiese derivar a partir de la modificación del DS N°62 propuesta en la actividad (16).

22. Medida 20: Modificación a la Norma Técnica que debiese originarse a partir de los cambios incorporados en el proceso de modificación del DS N°125 propuesta en la actividad (9).

23. Medida 4: Incorporar en los procesos de licitaciones de terrenos fiscales, un incentivo de reducción de rentas concesionales para proyectos que contribuyan a la descarbonización y a la meta de mitigación del cambio climático.

24. Medida 15, 16 y 17: Estudio integral del sistema de transmisión para evaluar la tarificación, considerando los cambios en planificación para fortalecer la señal de localización de los proyectos de generación y el uso eficiente de la infraestructura.

25. Medida 19: Establecer una hoja de ruta para modificaciones de corto plazo en los instrumentos de SSCC, con el fin de fortalecer los mecanismos técnicos y regulatorios para la definición, licitación o subastas de SSCC.

26. Medida 19: Estudio que permita identificar nuevos requerimientos de flexibilidad del sistema para la habilitación de nuevos actores y tecnología en el mercado de SSCC, que permita asegurar una operación eficiente y segura del sistema.

27. Medida 23 y 26: Estudio que permita elaborar propuestas que contribuyan al perfeccionamiento del marco regulatorio actual, en el contexto de la transición hacia un mercado mayorista para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Adicionalmente, dicho estudio permitirá elaborar propuestas regulatorias que tengan el objetivo de fortalecer las capacidades institucionales para el monitoreo de la competencia en los mercados eléctricos, mediante el diseño de herramientas y criterios que faciliten la supervisión de conductas, la identificación de posibles distorsiones y la promoción de condiciones equitativas entre los distintos actores del sistema.

28. Medida 2: Estudio que permita la identificación de medidas de carácter administrativo, regulatorio y/o económico que podrían contribuir a la aceleración de la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón.

29. Medida 25: Estudio que integra un análisis de riesgos, adaptación al cambio climático y seguridad de abastecimiento, evaluando la vulnerabilidad del sistema y el impacto del retiro de centrales a



carbón en la suficiencia del sistema.

30. Medida 6: Promover herramientas y mecanismos de participación temprana de las orientadas a mejorar el diseño de los proyectos energéticos, minimizando sus impactos sociales y ambientales. Asimismo, impulsar gobernanzas territoriales que faciliten la viabilidad de infraestructura energética clave para la descarbonización, mediante líneas de trabajo integradas en los siguientes instrumentos: Lineamientos y estándares sociales del Ministerio de Energía; Guía SEA para la participación temprana; Acuerdos voluntarios de la Agencia de Sustentabilidad y Cambio Climático (ASCC) y Gobernanza territorial a través de Mesas de Energía Territorial.

31. Medida 7: Promover que la infraestructura clave para la descarbonización genere beneficios para las comunidades y territorios donde se emplazan los proyectos a través de líneas de trabajo que se integren en los siguientes instrumentos: Guías de estándares sociales para el desarrollo de proyectos; Bases de concursos de programas públicos de apoyo social; estudio de análisis de modificaciones normativas para implementar incentivos a la incorporación de participación en los beneficios de proyectos de energía; Mesas de Energía Territorial; Convenios de colaboración entre el Ministerio y las empresas de energía para reconocer los gastos en desarrollo local como necesarios para generar renta; repositorio de iniciativas de proyectos sociales energéticos y Fondo Energía Local o comunitaria.

