



Santiago, 25 de junio de 2025

DE 03811-25

Señor
Carlos Fernando Cámara Oyarzo
Abogado Secretario (A) de Comisiones
**Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales
de la Cámara de Diputados de Chile**
Presente

Ref.: Responde Oficio N° 429-2025 de la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara de Diputados de Chile de fecha 15 de mayo de 2025.
Responde Ingreso: OP01175-25.

De mi consideración:

Mediante la presente, me refiero al Oficio de la referencia, en el cual la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales solicita a este Coordinador informar sobre las medidas que se adoptarán para hacer frente a la eventual problemática de generación y transmisión de energía renovable, como también, la falta de capacidad en el sistema para absorber este tipo de energía, en el contexto del proyecto que modifica la ley N°19.300 y regula de manera especial la construcción de complejos de aerogeneración y plantas fotovoltaicas, paneles fotovoltaicos, boletines refundidos N°s 15.412-12 y 14.443-12.

Al respecto, adjunto a la presente comunicación encontrará un informe a través del cual se entrega una visión general de la integración de energía renovable al Sistema Eléctrico Nacional, los principales desafíos que enfrenta la infraestructura de transmisión, las inversiones que se están realizando en materia de almacenamiento e infraestructura para la transición energética, así como una visión de largo plazo del desarrollo de la red, especialmente con miras a 2030.

Esperamos que el documento sea de utilidad para el trabajo que realiza esa Comisión y quedamos a su disposición para atender cualquier consulta.

Sin otro particular, se despide atentamente,

Ernesto Huber J.
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional

VMA/agc

Incl.: Lo indicado

c.c.: Sr. Deninson Fuentes del Campo – Subgerente de Planificación
Sr. Juan Pablo Ávalos Valdebenito – Subgerente de Programación y Análisis Económico
Sr. Andrés Pozo Barcelo – Director de Unidad de Comunicaciones Externas y Relaciones Institucionales
Sr. Roger Mellado Zapata – Jefe del Departamento de Planificación Eléctrica
Sr. Raúl Cárdenas - Jefe del Departamento Estudios y Análisis de Suministro

INFORME
RESPUESTA A OFICIO 429-2025 DE LA
COMISIÓN DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS
NATURALES

Coordinador Eléctrico Nacional

25 de junio de 2025

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Final	Ernesto Huber J. – Director Ejecutivo

REVISORES

Nombre	Cargo
Juan Pablo Avalos V..	Subgerente de Programación y Análisis Económico
Deninson Fuentes del C.	Subgerente de Planificación

AUTORES

Nombre	Cargo
Valeria Moyano A.	Abogado Regulatorio
Raúl Cárdenas	Jefe del Departamento Estudios y Análisis de Suministro
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

Contenido

1	Introducción	3
2	Situación Actual del sistema eléctrico nacional	3
	2.1 Capacidad Instalada	3
	2.2 Restricciones de Transmisión	4
	2.3 Evolución de los Recortes de Energía Renovable Variable	6
	2.4 Rol del Almacenamiento	7
3	Situación de Mediano y Largo Plazo.....	11
	3.1 Obras para ampliar el sistema de transmisión bajo Supervisión del Coordinador	11
	3.2 Licitaciones de obras de transmisión en curso por el Coordinador	16
	3.3 Licitación del servicio complementario de control de tensión	18
	3.4 Congestionadas Esperadas en el Sistema en el Mediano y Largo Plazo	19
	3.5 Propuestas de Nuevas Obras de transmisión.....	21
	3.6 Condiciones Habilitantes para la Integración de Energías Renovables.....	24
	3.7 Recomendaciones para Integrar Nuevas Tecnologías a la RED.....	25
4	ANEXO	27

1 INTRODUCCIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional, organismo técnico e independiente encargado de coordinar la operación de las instalaciones que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional, el que se extiende entre Arica y Chiloé, recibió el oficio N° 429-2025 de la Comisión de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la Cámara de Diputadas y Diputados, de fecha 15 de mayo de 2025, mediante el cual se solicita informar sobre “las medidas que se adoptarán para hacer frente a la eventual problemática de generación y transmisión de energía renovable, como también, la falta de capacidad en el sistema para absorber este tipo de energía, desagregado por regiones”.

Esto, en el marco de la discusión de un proyecto de ley que modifica la ley N°19.300 y que regula de manera especial la construcción de parques eólicos y plantas fotovoltaicas, paneles fotovoltaicos, boletines refundidos N°s 15.412-12 y 14.443-12.

2 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1 CAPACIDAD INSTALADA

Al 30 de abril de 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con una capacidad instalada de generación eléctrica de 37.408 MW, considerando todas las tecnologías. De ellos, 5.574 MW representan la potencia bruta de las unidades eólicas y 11.541 MW de las solares fotovoltaicas.

De este modo, la capacidad instalada de la Energía Renovable Variable (ERV), que considera las tecnología solar y eólica, agrupada por región, se indica en la siguiente tabla.

Tabla 2.1: Capacidad instalada ERV por región

Potencia bruta instalada [MW]				
	Total (todas las tecnologías)	ERV (solar + eólica)	Eólica	Solar
Arica y Parinacota	153,1	131,4		131,4
Tarapacá	504,1	430,3		430,3
Antofagasta	10.276,4	5.659,5	1.576,5	4.083,0
Atacama	5.575,0	4.111,4	1.116,9	2.994,5
Coquimbo	2.109,7	1.394,6	774,6	620,0
Valparaíso	3.397,8	509,0		509,0
Metropolitana de Santiago	2.414,5	979,8		979,8
O'Higgins	2.236,4	859,7	173,7	685,9
Maule	2.818,2	714,8		714,8

Potencia bruta instalada [MW]				
Ñuble	341,3	216,8		216,8
Biobío	5.280,0	895,5	737,1	158,4
La Araucanía	999,9	817,3	805,2	12,0
Los Ríos	354,4	5,1		5,1
Los Lagos	946,9	390,1	390,1	
Total	37.407,7	17.115,1	5.574,0	11.541,1

2.2 RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

En el marco de sus funciones, anualmente el Coordinador Eléctrico Nacional realiza el informe de Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión¹, donde se identifican los requerimientos de mejoras de las Instalaciones de Trasmisión desde el punto de vista de la Operación, informe que debe ser considerado en los análisis de la expansión de la transmisión.

A continuación, se detallan las principales instalaciones que requieren de mejoras con motivo del estudio del año 2024:

- **Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 220 kV María Elena – Kimal**

La capacidad de los transformadores de corriente en la subestación María Elena (Región de Antofagasta) impone una restricción de transmisión para ambos circuitos de ambas líneas para condiciones de temperatura ambiente menores a 35°C, lo que se podría traducir en una reducción de la generación ERV en la zona que abarca desde la comuna de María Elena al norte.

- **S/E Diego de Almagro**

Debido a problemas de sobrecarga de algunos transformadores de la subestación Diego de Almagro (Región de Atacama) durante la operación con criterio de seguridad N-1, ante escenarios diurnos de demanda baja no es posible evacuar la totalidad de la energía producida por los parques fotovoltaicos de la zona de Diego de Almagro manteniendo la operación N-1.

- **Líneas 2x110 kV El Peñón - La Ruca - Ovalle y 1x110 kV Illapel – Ovalle**

Las líneas de transmisión de la zona no son capaces de evacuar la totalidad del aporte de los parques fotovoltaicos Doña Antonia y de los PMGD de la zona de Ovalle.

- **S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV**

¹ De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), en su Título 2-2, Artículo 2-3, literal i).

Durante escenarios diurnos con un alto aporte de las centrales PMGD, de la zona poniente de la Región de O'Higgins, sumado al aporte de las centrales eólicas La Estrella, Cardonal, Los Cerrillos, Los Manantiales y Ucuquer, el transformador N°1 220/110 kV de la subestación Quelentaro (Litueche, Región de O'Higgins) no es capaz de evacuar todo el excedente de generación, requiriendo la reducción de las centrales señaladas.

- **Líneas 2x110 kV Tap Punta Peuco - Punta Peuco**

La línea solo puede operar con un circuito en servicio, por lo que en escenarios diurnos con elevada temperatura ambiente no es capaz de evacuar la totalidad de la energía generada por los parques fotovoltaicos Don Humberto, Loma Los Colorados y Rucasol de la zona norte de la Región Metropolitana.

- **Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel y barras 500kV S/E Alto Jahuel**

En escenarios con altas transferencias por la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, debido a un elevado aporte de generación solar y eólica al norte de subestación Polpaico (Tiltil, Región Metropolitana), principalmente bajo condiciones hidrológicas secas y con un despacho alto de las centrales térmicas que inyectan su generación en la subestación San Luis (Quillota, Región de Valparaíso), se activa la limitación de transmisión por la línea 2x500 kV Polpaico – Seccionadora Lo Aguirre. Por otro lado, en escenarios con altas transferencias desde el sur de subestación Alto Jahuel (Buin, Región Metropolitana) por la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, principalmente durante hidrologías húmedas y alto aporte de los parques eólicos de la zona sur del SEN, se activa la limitación de transmisión por la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Seccionadora Lo Aguirre. Ambas condiciones producirían una reducción de la generación ERV al alcanzar los límites de transmisión tanto al norte o al sur de la Región Metropolitana, respectivamente.

- **Líneas 1x66 kV Linares - Chacahuín y 1x66 kV Chacahuín – Panimávida**

Debido a la capacidad de los transformadores de corriente en la subestación Linares (Región del Maule) y de los conductores de las líneas no es posible evacuar toda la generación de los PMGDs fotovoltaicos de las subestaciones Chacahuín y Panimávida y de la central hidroeléctrica Ancoa, siendo necesario aplicar una reducción de la generación de estas centrales para evitar la desconexión de la línea por la operación de la protección de sobrecorriente.

- **S/E Parral, Barra 154 kV y transformador 154/66 kV**

Los transformadores N°1 y N°2 154/66 kV de S/E Parral (Región del Maule) no cuentan con la capacidad suficiente para evacuar la totalidad de la generación fotovoltaica de la zona, y sin la capacidad para mantener criterio N-1 para abastecer los consumos de la zona en horarios de demanda alta sin recurso solar.

- **Líneas 1x66 kV Parral - Cauquenes y 1x66 kV Cauquenes - La Vega**

Capacidad de las líneas no permiten evacuar toda la generación de los PMGDs de la zona y de la central PFV Tamango. Por otra parte, existen problemas de suficiencia para abastecer los consumos de las subestaciones Cauquenes, Paso Hondo y La Vega (zona sur de la Región del Maule) durante escenarios de demanda alta nocturnos (o con baja radiación solar), sin la presencia de la central PFV Tamango.

- **Líneas 154 kV Charrúa - Los Ángeles, 66 kV Los Buenos Aires - Nahuelbuta - Angol – Victoria**

Debido a la actual capacidad instalada de parques eólicos y centrales hidroeléctricas de pasada en este subsistema, ante escenarios de operación normal y baja demanda, se requeriría limitar el aporte de las centrales de la zona debido a que el excedente de generación podría provocar sobrecargas inadmisibles en las líneas y transformador de subestación Los Ángeles (sur de la Región del Biobío).

- **Línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles**

La línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles permite inyectar hacia el SEN la generación proveniente de los parques eólicos que se conectan en las subestaciones Santa Luisa, Los Buenos Aires y Negrete (sur de la Región del Biobío), por lo que las restricciones impuestas por los transformadores de corriente y desconectores del paño de la subestación Charrúa limitan la capacidad de transmisión de la línea, provocando la reducción de la generación antes mencionada.

2.3 EVOLUCIÓN DE LOS RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

Como es de público conocimiento, las reducciones de energía renovable variable (ERV), también conocidas como recortes de energía, han ido aumentando progresivamente debido a la situación de sobreoferta que se presenta en horario diurno y, en algunos casos debido a restricciones de transmisión, totalizando 5.642,5 GWh en 2024. Como referencia, el año pasado, la generación ERV representó 35% del total del sistema, con 29.780 GWh, lo que significó un crecimiento de 14,0% frente a 2023 (crecimiento calculado considerando año 2024 bisiesto).

El alza en las reducciones de energía renovable se debe a diversos factores, donde uno de ellos corresponde a las congestiones en transmisión del corredor norte-sur, pero también a un exceso de oferta de energía renovable en horario diurno debido a la alta capacidad instalada de generación solar fotovoltaica, respecto de los niveles de demanda que se requiere abastecer.

Según cálculos que ha realizado el Coordinador, esto ha implicado que, para el año 2024, del orden del 80% de las reducciones se explican por exceso de oferta y el otro 20% por restricciones en transmisión.

Esta situación está siendo mitigada por las propias empresas coordinadas mediante la progresiva incorporación de sistemas de almacenamiento, que permiten aprovechar los excedentes de electricidad que se generan en el día para ser utilizada en la noche, lo que trae como beneficio menores costos de operación y el desplazamiento de energía térmica.

A continuación, en las Tabla 2.2 y Tabla 2.3, se presenta la evolución de las reducciones de energía renovable variable.

Tabla 2.2: Reducción anual acumulada de energía renovable variable a partir de recurso eólico.

	Total anual [GWh]			Acumulado cierre de mayo [GWh]			
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2025
Eólico	641,1	804,3	1.453,0	179,0	232,4	514,5	497,5

Tabla 2.3: Reducción anual acumulada de energía renovable variable a partir de recurso fotovoltaico.

	Total anual [GWh]			Acumulado cierre de mayo [GWh]			
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2025
Solar	829,9	1.862,7	4.189,5	215,7	504,8	1.396,0	1.636,7

Tabla 2.4: Reducción anual acumulada de energía renovable variable total.

	Total anual [GWh]		
	2022	2023	2024
Eólico	641,1	804,3	1.453,0
Solar	829,9	1.862,7	4.189,5
Total ERV	1.471,0	2.667,0	5.642,5

2.4 ROL DEL ALMACENAMIENTO

Como señalamos anteriormente, los sistemas de almacenamiento están integrándose al Sistema Eléctrico Nacional, permitiendo aprovechar los excedentes de generación renovable para utilizarlo en noche. Actualmente, la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento corresponde a 1.256 MW de potencia máxima, y a 4.832,3 MWh de energía almacenable (capacidad máxima), tal como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Además, se encuentran declarados en construcción proyectos de este tipo equivalentes a una potencia máxima de 3.579,9 MW y una capacidad de almacenamiento de 15.155,2 MWh, individualizados por región en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.,** donde se encuentra también la fecha estimada de su entrada en operación.

Tabla 2.5: Sistemas de almacenamiento en operación en el SEN, por región.

Región parte del SEN	Sistema de almacenamiento	Pmax/Autonomía	Capacidad máxima [MWh]
Arica y Parinacota	SAE Arica	2MW/1h	2
Tarapacá			
Antofagasta	SAE Del Desierto PFV	200MW/4h	800
	SAE Coya PFV	139MW/5h	681,3
	SAE Andes IV PFV	130MW/5h	650
	SAE Andes IIB PFV	129MW/5h	560
	SAE Nuevo Quillagua PFV	95MW/5h	475
	SAE Andes Solar IIA PFV	80MW/3h	268,8
	SAE Maria Elena PFV	60,5MW/2h	121
	SAE Capricornio PFV	48MW/6h	264,2
	SAE Tamaya PFV	2,5MW/2h	5
	SAE Uribe PFV	2,5MW/2h	5
Atacama	SAE Salvador PFV	50MW/5h	250
	SAE San Andrés PFV	35MW/5h	175
	SAE Diego Almagro Sur PFV	8MW/4h	32
Coquimbo	SAE Piloto	3MW/2h	6
Valparaíso			
Metropolitana de Santiago	SAE Don Humberto PFV	60MW/2h	120
	SAE El Manzano PFV	60MW/2h	120
	SAE Alfalfal VR1	49,25MW/4h	197
	SAE Alfalfal VR2	10MW/1h	10
O'Higgins			
Maule			
Ñuble			

Región parte del SEN	Sistema de almacenamiento	Pmax/Autonomía	Capacidad máxima [MWh]
Biobío			
La Araucanía	SAE La Cabaña EO	65MW/2h	64
	SAE Nueva Imperial	5,2MW/5h	26
Los Ríos			
Los Lagos			
Total		1.256 MW	4.832,3

Tabla 2.6: Sistemas de almacenamiento declarados en construcción en el SEN, por región.

Región parte del SEN	Sistema de almacenamiento	Pmax/Autonomía	Capacidad máxima [MWh]	Fecha de E/O
Arica y	SAE Chaca	228MW/4h	912	31-12-2025
Parinacota	SAE San Marcos PFV	2,9MW/1h	2,3	31-01-2026
	SAE Arica II	30MW/5h	150	31-03-2026
Tarapacá	SAE Huatacondo PFV	98MW/1h	98	31-12-2025
	SAE Victor Jara PFV	200MW/5h	1.000	31-03-2026
Antofagasta	SAE Bolero PFV	146MW/3h	438	31-08-2025
	SAE Tocopilla	116MW/5h	580	31-08-2025
	SAE Quillagua II PFV	105MW/6h	651	31-08-2025
	SAE Gabriela PFV	220MW/5h	1100	30-11-2025
	SAE Arenales	300MW/3h	900	31-12-2025
	SAE Arena	220MW/5h	1.100	31-01-2026
	SAE Elena Fase I	485MW/7h	3.152,5	31-03-2026
	SAE Estepa PFV	188MW/4h	752	31-03-2026
	SAE Lile	140MW/6h	798	31-05-2026
Atacama	SAE Andes III PFV	171,3MW/3h	513,9	31-08-2025

Región parte del SEN	Sistema de almacenamiento	Pmax/Autonomía	Capacidad máxima [MWh]	Fecha de E/O
	SAE Luz del Norte PFV	141MW/3h	423,1	31-08-2025
	SAE Desierto de Atacama PFV	110MW/2h	220	31-08-2025
	SAE Los Loros PFV	46MW/5h	230	30-04-2026
	SAE El Olivar	9MW/6h	49,5	31-08-2026
	SAE Hijuela	9MW/6h	49,5	31-08-2026
	SAE Luna de Verano PFV	300MW/2h	600,1	31-10-2026
Coquimbo	SAE Pelicano	50MW/4h	200	31-01-2026
	SAE Monza	6,5MW/4h	26	28-02-2026
	SAE Dos Pinos PFV	3MW/4h	12	28-02-2026
Valparaíso	SAE Fragata PFV	3MW/2h	7,2	31-01-2026
	SAE Rivazzurra PFV	9MW/2h	18,2	28-02-2026
	SAE Livorno PFV	5MW/6h	28,8	30-06-2026
	SAE Modena	9MW/4h	36	30-11-2026
Metropolitana de Santiago	SAE Santa Marta	10MW/5h	50	31-08-2025
	SAE Los Maitenes	5MW/4h	22	30-09-2025
	SAE Libélula	199,2MW/5h	960,1	30-06-2026
	SAE Chicha	9MW/5h	45	30-11-2026
O'Higgins				
Maule				
Ñuble				
Biobío				
La Araucanía				
Los Ríos	SAE Pichirropulli	6MW/5h	30	31-07-2027
Los Lagos				
Total		3.579,9 MW	15.155,2	

3 SITUACIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO

3.1 OBRAS PARA AMPLIAR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN BAJO SUPERVISIÓN DEL COORDINADOR

Al 30 de abril de 2025, se registran un total de 165 obras para ampliar el sistema de transmisión bajo la supervisión del Coordinador Eléctrico Nacional. De este total, 157 obras se encuentran actualmente en etapa de construcción, lo que refleja un nivel significativo de actividad en la expansión y fortalecimiento del sistema de transmisión eléctrica nacional.

De las obras en supervisión, 13 comenzaron su operación hace pocos meses, y se está verificando el cumplimiento técnico y operacional en condiciones reales de servicio. Este contexto evidencia el compromiso del Coordinador con el monitoreo continuo del desarrollo de infraestructura crítica para la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.

Del total de obras actualmente en construcción bajo supervisión del Coordinador Eléctrico Nacional, 29 presentan atraso, cuya causa informada está relacionada con aspectos de Gestión Ambiental. Estas causas incluyen mayores plazos de tramitación de permisos ambientales sectoriales (PAS), Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), procesos ante el Comité de Ministros, y otros trámites asociados a la evaluación ambiental de los proyectos.

A continuación, se presenta el listado de 29 obras en construcción que se encuentran atrasadas respecto de los plazos estipulados en el proceso de licitación, donde los propietarios han informado causas relacionadas con la Gestión Ambiental, incluyendo la explicación correspondiente en cada caso.

Tabla 3.1: Obras en construcción atrasados respecto de los plazos estipulados en el proceso de licitación.

N°	Nombre Proyecto	Región	Estado actual	Sub-Estado	Explicación
1	Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de Ministros en junio de 2025.
2	Nueva Línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	Región del Maule Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de Ministros en junio de 2025.
3	Nueva Línea 2x66 kV Dichato - Tomé	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de Ministros en junio de 2025.

N°	Nombre Proyecto	Región	Estado actual	Sub-Estado	Explicación
4	Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
5	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
6	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
7	Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
8	S/E Dichato 220/66 kV	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
9	S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
10	S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Hito Relevante N°5 Incumplido. Adjudicatario estima que el proyecto será sometido a votación por el Comité de ministros en junio de 2025.
11	S/E Quepe 220x66 kV	Región de la Araucanía	En Construcción	Atrasada	Entrada en Operación Incumplida. Se mantiene en gestiones medioambientales.
12	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Obra atrasada. Avance de la obra está sujeta a la respuesta del Comité de Ministros, luego de presentar recurso de reclamación ante el rechazo de la Resolución de Calificación Ambiental para el grupo de obras Itahue-Mataquito.

N°	Nombre Proyecto	Región	Estado actual	Sub-Estado	Explicación
13	Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	Región del Maule	En Construcción	Atrasada	Incumplimiento HR N°5. Obra sujeta a obtención de RCA de S/E Nirivilo D418. Adjudicatario de dicha obra está a la espera de votación del Comité de ministros a realizarse en junio 2025 y revertir rechazo de RCA.
14	Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	Región de Antofagasta	En Construcción	Atrasada	Hito Incumplido N°7, 8 - Retraso en la obtención de los permisos para el ingreso al área de trabajo (Seccionamiento y SE Ana María). Atrasos en la llegada de suministros a la obra.
15	Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)	Región de los Lagos	En Construcción	Atrasada	Retraso en el desarrollo de la ingeniería de detalle, en la obtención de los permisos ambientales y territoriales, en la gestión de compra y fabricación de los suministros, en el desarrollo de la construcción y en la carga de documentos en la Plataforma de Gestión de Proyectos.
16	Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	Región de los Lagos	En Construcción	Atrasada	Retraso en el desarrollo de la ingeniería. Retraso en la gestión y obtención de los permisos medioambientales y territoriales. Retraso en la compra y obtención de los suministros. Retraso en el desarrollo de la construcción y el montaje de equipos.
17	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	Región de Coquimbo	En Construcción	Atrasada	Se visita obra a comienzos de marzo, y se constata liberación de PAS151 que permite continuar construcción de torres de seccionamiento C1. Se avanza en PG y se espera comenzar EOP en marzo
18	Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro	Región de Antofagasta	En Construcción	Atrasada	Hito Intermedio 3, 4 afectan el proyecto. PAS 138 y 140 en proceso de ingreso por parte del transmisor.
19	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Hito Intermedio 3, 7 y 8 afectando progreso del proyecto. Retraso en la obtención de la RCA

N°	Nombre Proyecto	Región	Estado actual	Sub-Estado	Explicación
	1x220 kV Charrúa - Temuco				
20	Nueva S/E La Ligua	Región de Valparaíso	En Construcción	Atrasada	El Coordinador identifica riesgos como retrasos en el comisionamiento por permisos sanitarios pendientes y acuerdos con terceros en revisión, además de demoras en trabajos críticos que podrían afectar el cronograma y la puesta en operación de la obra
21	Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	Región Metropolitana de Santiago	En Construcción	Atrasada	Durante febrero de 2025, EEC obtuvo la aprobación de los PAS: 148 (S/E), PAS 149 (S/E), PAS 153 (S/E) y PAS 153 (seccionamientos). Esta aprobación permite iniciar la construcción; No obstante, esto no permite la PES del proyecto en fecha.
22	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	Región de Los Ríos	En Construcción	Atrasada	Retraso en el desarrollo de la ingeniería de detalles. Retraso en la obtención de permisos. Retraso en la gestión de compra, obtención y fabricación de los suministros. Retraso en el desarrollo de la construcción y el montaje de equipos.
23	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Retraso en la Elaboración de la Ingeniería. Retraso en la obtención de los Permisos Ambientales y Sectoriales Retraso en el desarrollo de la Construcción Retraso en entregar la documentación al Coordinador para avanzar en el Proceso de Conexión
24	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	Región de Los Lagos	En Construcción	Atrasada	Retraso en el desarrollo de la Ingeniería de Detalle. Retraso en la obtención de los Permisos. Retraso en la gestión de Compra y Fabricación de los Suministros. Retraso en el desarrollo de la Construcción.
25	Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	La obra sufrió retraso debido principalmente a los hallazgos arqueológicos encontrados en el proyecto y

N°	Nombre Proyecto	Región	Estado actual	Sub-Estado	Explicación
					en la obra condicionada Subestación Celulosa Laja.
26	Ampliación en S/E Celulosa Laja	Región del Biobío	En Construcción	Atrasada	Obra retrasada por hallazgo arqueológico. 6 de agosto, se recibe oficio positivo del CMN. Se terminaron todos los trabajos de construcción y montaje. Se realizaron pruebas de control a la espera de la PES que se ve condicionada por Planta Celulosa L. Obra ha impactado el avance de la obra Nueva La Señoraza.
27	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x22 Nueva S/E Loica - Portezuelo	Región del Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	En Construcción	Atrasada	Adjudicatario declara reprogramación de obras de corto plazo, continúan las gestiones para obtener permisos de IIFF
28	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	Región de Los Lagos	En Construcción	Atrasada	El proyecto presenta retraso en la obtención de la RCA y liberación territorial por el Plan de Manejo
29	Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	Región de la Araucanía	En Construcción	Atrasada	El proyecto presenta retraso por hallazgos arqueológicos.

3.2 LICITACIONES DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CURSO POR EL COORDINADOR

Con relación a las licitaciones de nuevas obras de transmisión, actualmente hay tres procesos en curso, los que incluyen un total de 51 obras de transmisión, dos asociados a ampliaciones (Art. 157 N°2 y Art. 157 N°3) y uno a nuevas instalaciones (DE 13 ON), cuyo detalle está contenido en la siguiente tabla.

Tabla 3.2: Detalle de nombre del proceso y obra.

NOMBRE PROCESO	NOMBRE OBRA
DE 13 ON	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli
DE 13 ON	Nueva S/E El Peral, seccionamiento Línea 2x110 kV Florida - Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto - Tap Vizcachas
DE 13 ON	Nueva S/E Huelquén
DE 13 ON	Nueva S/E Cañaverál
DE 13 ON	Nueva S/E Quelmén
DE 13 ON	Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa
DE 13 ON	Nueva S/E Claudio Arrau
DE 13 ON	Nueva S/E Talcahuano Sur
ART.157 2°	Adecuaciones en S/E El Salto
ART.157 2°	Ampliación en S/E Candelaria
ART.157 2°	Ampliación en S/E Capricornio
ART.157 2°	Ampliación en S/E Catemu
ART.157 2°	Ampliación en S/E Catemu
ART.157 2°	Ampliación en S/E Cerro Navia
ART.157 2°	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche
ART.157 2°	Ampliación en S/E San Clemente
ART.157 2°	Ampliación en S/E San Felipe
ART.157 2°	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea
ART.157 2°	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín
ART.157 2°	Aumento de capacidad de transmisión en línea 2x66 kV Maule - Talca
ART.157 2°	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares
ART.157 2°	Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo

NOMBRE PROCESO	NOMBRE OBRA
ART.157 2°	Modificación de paños de conexión de línea 2x110 kV Las Vegas - Cerro Navia en nueva Sala (Nuevo Patio) "GIS" 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV
ART.157 2°	Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés
ART.157 2°	Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa - Placilla
ART.157 2°	Ampliación en S/E Centro
ART.157 2°	Ampliación en S/E Chocalán
ART.157 2°	Ampliación en S/E Fátima
ART.157 2°	Ampliación en S/E Lihueimo
ART.157 2°	Ampliación en S/E Loreto
ART.157 2°	Ampliación en S/E Mandinga
ART.157 2°	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó
ART.157 2°	Ampliación en S/E Picarte
ART.157 2°	Ampliación en S/E Plantas
ART.157 2°	Ampliación en S/E Valdivia
ART.157 2°	Ampliación en S/E Victoria
ART.157 2°	Doble vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones
ART.157 2°	Nuevo Transformador en S/E La Calera
ART.157 2°	Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel
ART.157 2°	Modificación de conexión de paños de transformación "TR5" y nuevo banco en nuevo patio "GIS" 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV
ART.157 3°	Ampliación en S/E Calama 110 kV
ART.157 3°	Ampliación en S/E Calama 220 kV
ART.157 3°	Ampliación en S/E Loica 220 kV (IM)
ART.157 3°	Ampliación en S/E Río Blanco
ART.157 3°	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada
ART.157 3°	Ampliación en S/E Ancúd (NTR ATMT)
ART.157 3°	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)

NOMBRE PROCESO	NOMBRE OBRA
ART.157 3°	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli
ART.157 3°	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal
ART.157 3°	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en S/E Dolores
ART.157 3°	Ampliación en S/E Chinchorro

Conforme a lo dispuesto en la Ley N°21.721, publicada en el Diario Oficial el 27 de diciembre de 2024, a partir de ahora las obras de ampliación serán licitadas y adjudicadas por sus propietarios. En todo caso, se debe mencionar que el Coordinador continuará efectuando la licitación, adjudicación y supervisión de las obras nuevas que se definan en los Planes de Expansión emitidos por la Comisión Nacional de Energía.

3.3 LICITACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN

Con el fin de mantener los estándares de confiabilidad que el sistema irá requiriendo en el futuro cercano producto de la incorporación de la nueva tecnología renovable, el Coordinador licitó y adjudicó el Servicio Complementario de Control de Tensión, lo que permitirá que la zona norte del país disponga de recursos para proveer la fortaleza de red que se requiere para seguir integrando energías renovables variables en la red eléctrica.

Tras un proceso competitivo, tres empresas se adjudicaron este servicio, las que instalarán equipos llamados condensadores sincrónicos, los que contribuyen a la estabilidad de tensión en la red y garantizan que el Sistema Eléctrico Nacional opere de manera segura ante el retiro de centrales térmicas a carbón, las que tienen de forma inherente estos atributos.

La prestación del servicio se logrará a través de los condensadores síncronos y la reconversión de una central térmica a carbón en la ciudad de Tocopilla, que había sido retirada el año 2022.

Estos proyectos implican inversiones por el orden de US\$ 500 millones y se instalarán cercanos a las subestaciones en las regiones de Antofagasta y Atacama.

La instalación de estos equipos tiene el beneficio de reducir la necesidad de operación de centrales térmicas a carbón operando a mínimo técnico durante el horario diurno por motivos de seguridad, lo que implicará integración de un mayor monto de energías renovables variables y una reducción de los pagos por mínimo técnico que hoy se realizan.

3.4 CONGESTIONES ESPERADAS EN EL SISTEMA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Para determinar las necesidades de crecimiento de los sistemas de transmisión con motivo del proceso anual de planificación, el Coordinador Eléctrico Nacional identifica las principales congestiones en instalaciones de transmisión que se podrían registrar para el mediano y largo plazo.

Las congestiones se refieren a la cantidad de tiempo que se espera que una línea esté siendo utilizada a su máxima capacidad. A través de modelamientos matemáticos, que incluye una serie de variables como demanda esperada, proyectos de generación y transmisión en construcción, y proyectos de generación en desarrollo, se determinan las posibles congestiones para el mediano y largo plazo, lo que es un insumo a la hora de proponer proyectos de transmisión para lograr una operación más eficiente.

Para este análisis, se considera 3 escenarios, que tiendan a la identificación de requerimientos de propuestas de expansión de la transmisión robustas. Los escenarios se denominan A, B y C. Los Escenarios A y B consideran una proyección de la demanda media, en tanto que el Escenario C, se construye con una proyección alta. Otra de las diferencias entre estos escenarios, tiene que ver con la proyección de los costos de inversión para el desarrollo de nuevas centrales solares y eólicas. La tercera diferencia significativa dice relación con el tren de descarbonización, donde el Escenario A contempla la salida de las unidades a carbón el 2035, en tanto que los escenarios B y C, lo adelantan a 2030.

En relación con los resultados, los planes de obras elaborados a partir de una co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento muestran la necesidad de desarrollar al menos 6.900 MW en capacidad de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) adicionales a lo existente, con duraciones de entre 6 y 8 horas. Esto se explica por la expansión del parque solar en la zona norte y permitiría minimizar congestiones derivadas de la gran cantidad de generación en esas regiones. Además, en el escenario C, se lograría abastecer la demanda proyectada para una potencial producción de hidrógeno verde sin sobrecargas excesivas del sistema de transmisión.

Los sistemas de almacenamiento BESS representan una herramienta clave para mejorar el uso de las redes de transmisión, permitiendo una mayor flexibilidad y eficiencia en el transporte de energía. Gracias a estos sistemas, se puede reducir el uso de ciertas líneas y aprovechar mejor la infraestructura existente. Sin embargo, a pesar de estos beneficios, aún podrían presentarse congestiones debido al aumento sostenido de la generación en el norte del país.

Por eso, es relevante para el desarrollo del sistema iniciativas como la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, cuya puesta en operación está programada para mayo de 2029, y que permitirá aprovechar la generación renovable de la zona norte del país para trasladar esa energía a la zona central.

Respecto de las congestiones, se proyectan altas probabilidades de congestión en otras líneas importantes del norte, como las líneas 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Kimal, 2x220 kV Miraje - Encuentro, 2x220 kV Atacama - Miraje y 2x220 kV Andes – Monte Mina.

En el Norte Chico, se observarían congestiones en el tramo de doble circuito de 500 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Polpaico, convirtiéndose en la principal restricción de la zona durante las horas diurnas debido a la abundante oferta de generación solar. Con la incorporación de la línea HVDC, se lograría un alivio temporal de esa situación, aunque en el largo plazo, estas limitaciones podrían

reaparecer, por lo que se deben evaluar alternativas de solución para transferir los excedentes de generación ERV producidos en el norte del país.

En la zona central del país, se podrían presentar congestiones en la línea 2x220 kV Lampa – Polpaico, que se intensificarían una vez ingresada la futura S/E Lo Campino.

Otro punto que vemos como necesario de abordar en el futuro es el de concretar un aumento de capacidad en la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre, debido a las congestiones proyectadas a corto plazo y al rol clave que esta línea tendrá con la entrada en operación de la línea HVDC que viene de Antofagasta.

En la zona centro-sur del país, se podrían presentar congestiones asociadas al aumento proyectado de capacidad instalada de centrales eólicas, que aportan su generación principalmente en la noche. Entre los tramos que alcanzarían sus capacidades máximas, destaca el corredor de 500 kV entre las subestaciones Charrúa y Ancoa.

Por su parte, en la zona sur se podría presentar congestiones en las líneas de 220 kV del corredor entre las subestaciones Mulchén y Charrúa, así como en el extremo sur del sistema, con posibles congestiones en los tramos de 220 kV entre Ciruelos y Nueva Pichirropulli, y el tramo 220 kV Rahue – Frutillar Norte, con probabilidades de congestión de hasta el 15% del tiempo para el año 2040.

En las tablas del Anexo se detalla la evolución de las congestiones en las principales líneas eléctricas del país en base a los tres escenarios descritos anteriormente.

3.5 PROPUESTAS DE NUEVAS OBRAS DE TRANSMISIÓN

Tal como se explicó anteriormente, para hacer frente a la eventual problemática asociada a la generación y transmisión de energía renovable, así como a la falta de capacidad del sistema para absorber este tipo de energía, el Coordinador ha propuesto obras de expansión para ser incluidas en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión 2025 que elabora la Comisión Nacional de Energía. En la siguiente tabla se indican las obras propuestas.

Tabla 3.3: Obras propuestas.

N°	Región	Obra de Propuesta	Transmisión	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI [MMUSD]	Ref. obra	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Región Atacama	de Nueva Huáscar	S/E Seccionadora	-	-	2031	Inmediata	Nacional	42	27		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Nueva
2	Región Metropolitana	Ampliación Línea Polpaico – Cerro Navia	2x220 kV	500	30	2031	Inmediata	Nacional	42	25		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Ampliación
3	Región Ñuble	del Nueva S/E Tiuquilemu		-	-	2031	Inmediata	Nacional	42	23		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del sistema costero	Nueva
4	Región Maule	del Nueva S/E Las Pitras		1500	-	2031	Inmediata	Nacional	42	69		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del sistema costero	Nueva
5	Región Ñuble	del Nueva Línea Tiuquilemu – Las Pitras	2x500 kV	2300	67	2035	Inmediata	Nacional	60	53		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del sistema costero	Nueva
6	Región de Los Lagos	Ampliación 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo		450	137	2030	Inmediata	Nacional	30	43		Promover oferta y facilitar competencia	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Ampliación
7	Región Biobío	del Nueva S/E Seccionadora La Cantera		-	-	2031	Inmediata	Nacional	42	28		Habilita puntos de conexión para nuevos proyectos	Permite el desarrollo de parques eólicos en el	Nueva

N° Región	Obra de Propuesta	Transmisión	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de obra	Comentario	Tipo de Obra
8	Región Metropolitana	Nueva S/E Seccionadora El Noviciado + Nueva línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino	TR: 750 MVA Lx: 1000 MVA	21	2035	Inmediata	Nacional	60	191	Suficiencia	entorno a la central Quilleco Da apoyo de suficiencia y seguridad en la región Metropolitana	Nueva

Además, el Coordinador Eléctrico Nacional tiene por función evaluar las solicitudes de expansión de obras denominadas urgentes y necesarias para el sistema eléctrico, e informar a la Comisión Nacional de Energía si estas cumplen los criterios de necesidad y urgencia dispuestos en la normativa, para su autorización o rechazo por parte de la autoridad. Es así como durante el año 2024 y lo que va del año 2025, se han informado favorablemente 9 obras por un monto cercano a los 51 millones de dólares.

Adicionalmente, la recientemente publicada Ley 21.721 del 27 de diciembre de 2024, establece que el Coordinador puede proponer obras urgentes de transmisión para que sean ejecutadas en conformidad al artículo 91° Bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Es así como el día 15 de mayo del presente año, el Coordinador envió al Ministerio de Energía un conjunto de obras necesarias para su desarrollo urgente, las cuales se describen en el siguiente cuadro:

Tabla 3.4: Obras necesarias para su desarrollo urgente.

N°	Clasificación	Proyecto	Propietario	Plazo constructivo [meses]	PES estimada	V.I. Referencial [MMUSD]	Región
1	Nueva	Nueva S/E Vieja Aldea	-	42	1° SEM 2030	7.7	Ñuble
2	Nueva	Nueva S/E Pumilla	-	42	1° SEM 2030	12.6	Ñuble
3	Nueva	Nueva S/E La Huerta	-	42	1° SEM 2030	7.5	Maule

4	Ampliación	Ampliación 1x66 kV Curicó - Rauquén	CGE Transmisión S.A.	30	1° SEM 2029	3.1	Maule
5	Ampliación	Sistema de almacenamiento 7 MW en S/E Parronal	CGE Transmisión S.A.	36	2° SEM 2029	11.7	Maule
6	Ampliación	Sistema de almacenamiento 11 MW en S/E Malloco	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	36	2° SEM 2029	20.2	Metropolitana
7	Ampliación	Seguridad sistema 220 kV zona sur – Nuevos equipos S/E Duqueco	Empresa de Transmisión Eléctrica TRANSEMEL S.A.	18	2° SEM 2027	1.9	Biobío
8	Ampliación	Seguridad sistema 220 kV zona sur – Nuevos equipos S/E El Rosal	Engie Energía Chile S.A.	30	1° SEM 2029	4.0	Biobío
9	Ampliación	Ampliación en S/E Pucón – Nuevo BC 10 MVAR	CGE Transmisión S.A.	24	2° SEM 2028	2.3	La Araucanía
10	Ampliación	Ampliación LTx 2x500 kV Kimal – Los Changos: Nuevo RE 150 MVAR*	Transec S.A.	42	1° SEM 2030	14.4	Antofagasta

3.6 CONDICIONES HABILITANTES PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

La penetración de energías renovables variables (ERV) continúa aumentando rápidamente, habiendo alcanzado en el año 2024 niveles de, aproximadamente, 35% de participación en términos de energía y 72% en participación instantánea de potencia a la hora de máxima. Esto posiciona a Chile como uno de los países con mayores niveles de integración de estas tecnologías.

Además, se prevé que esta tendencia, con altos niveles de inserción, continúe y se profundice en los próximos años. De hecho, si se considera la energía hidroeléctrica y otras tecnologías, la producción renovable durante el año 2024 llegó a un 70% de participación. El peak horario llegó a 95%.

En paralelo a este proceso, el retiro de centrales térmicas a carbón se ha acelerado, de forma tal que a abril de 2024 se habían retirado 1.700 MW, que representan el 31% de dicho tipo de centrales existentes al año 2019, y para el próximo año podría sumarse una capacidad equivalente.

La energía proveniente de recursos distribuidos también ha experimentado un crecimiento relevante. Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), que son centrales de hasta 9 MW de capacidad, explicaban un 3% del total de producción del sistema eléctrico el año 2020, y el año 2023, dicha generación alcanzó el 5,5% del total, concentrado en 80% en energía solar. En términos de potencia instalada, hay cerca de 3.000 MW con aproximadamente 700 proyectos en operación.

Los estudios y análisis realizados por el Coordinador, así como la rápida evolución de nuevas tecnologías, permiten concluir que sería posible operar el sistema eléctrico con una participación de energías renovables de hasta 100%, algunas horas del día, a partir del año 2030. Para viabilizar este desafiante escenario de transición energética acelerada, es necesario que se cumplan las condiciones habilitantes que preparen la red eléctrica para integrar nuevas tecnologías, gestionando eficientemente la variabilidad de los recursos, se realicen las inversiones necesarias en nueva capacidad de generación renovable, se cuente con instalaciones de transmisión y almacenamiento de larga duración para tener la posibilidad de abastecer la demanda las 24 horas al día los 365 días del año, y se implementen los cambios regulatorios necesarios para alcanzar dicho objetivo.

Recientemente, el Coordinador publicó un informe que simula un escenario donde no hay operando centrales térmicas a carbón en 2030, el que evidencia la necesidad de contar con mayor capacidad de generación y almacenamiento para que el sistema opere de manera confiable. De este modo, se requerirían del orden de 19.000 MW (14.000 MW de generación solar/eólica y 5.000 MW de almacenamiento) de nueva capacidad para cumplir con ese objetivo.

En este escenario, el almacenamiento de energía de larga duración (de más de 4 horas) tendrá un rol clave al permitir la gestión eficiente de los excedentes de energía renovable, contribuir a la estabilidad de la red y reducir los costos operacionales del sistema. Su implementación es fundamental para facilitar una mayor integración de recursos basados en electrónica de potencia (renovables variables) y una operación descentralizada, contribuyendo así a una transición energética segura y eficiente hacia un sistema eléctrico con 100% de energías renovables.

Además, para asegurar una transición energética eficiente, segura y confiable bajo el ingreso masivo de centrales renovables variables, se requiere un cambio sustancial en la forma de planificar y operar la red eléctrica, así como también en la forma en que se debe desarrollar el mercado eléctrico chileno.

Atendiendo a su rol central en la industria eléctrica nacional, es que durante el año 2023 el Coordinador encargó un estudio a la empresa ECCO International, cuyo objetivo fue proponer un rediseño del mercado mayorista, con un tránsito a uno de ofertas en energía, Servicios Complementarios y capacidad; identificando los desafíos técnicos/tecnológicos, administrativos, financieros y de implementación, considerando la experiencia comparada y el avance de los diseños existentes en el Coordinador.

Junto a ello, y considerando el desarrollo tecnológico, es necesario que las plantas generadoras en base a inversores, así como los sistemas BESS, entreguen atributos de red, que son los que apoyan en materia de seguridad, incorporando por ejemplo la tecnología de tipo grid-forming. Esto es urgente, dado que la transición energética acelerada conlleva el retiro de generación convencional y, con ello, de los servicios de red que estas prestan, por lo que no solo es necesario sustitución la energía que es retirada, sino también el de dichos servicios de red.

En esta línea, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó una guía con recomendaciones técnicas para que estos equipos integren estas nuevas tecnologías, dando una señal clara de su necesidad y parámetros técnicos objetivos para todos los actores de la industria que deseen invertir en ellos.

3.7 RECOMENDACIONES PARA INTEGRAR NUEVAS TECNOLOGÍAS A LA RED

A partir de la visión anterior, y respecto de algunas de las condiciones habilitantes indicadas para la integración masiva de energía renovables y la sustitución de tecnologías de fuente fósil, se recomienda avanzar de forma decidida al menos en los siguientes aspectos:

- Modificación de la tarificación del mercado mayorista de energía, por ejemplo, en uno basado en ofertas con despacho vinculante y pagos por capacidad.
- Desarrollar infraestructura de transmisión necesaria, resiliente y eficiente en el sistema eléctrico, que considere las señales de localización para proyectos de generación, y las adecuaciones regulatorias para su materialización a tiempo.
- Garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro a los consumidores finales, promoviendo los incentivos para contar con energía eléctrica libre de emisiones 24/7, los 365 días de año, así como disponer de los atributos necesarios para asegurar la calidad del servicio. Lo anterior requiere actualización de la regulación técnica de seguridad y calidad de servicio, parte de la cual se encuentra en desarrollo por la autoridad regulatoria. Fundamental en este ámbito es el desarrollo de tecnología multipropósito, como los sistemas de almacenamiento de energía y la tecnología grid-forming.

- Modernizar la normativa vigente para los sistemas de distribución, de manera de aumentar la competencia en los segmentos regulados, permitiendo la entrada de nuevos actores, recursos distribuidos y nuevos servicios de red, sobre todo adaptándose a la realidad del desarrollo de cientos de generadores renovables de pequeña escala en las redes de distribución.

Esta visión se puede revisar con mayores niveles de profundidad en la **Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada** que fue presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, la que fue actualizada en diciembre de 2024. Documento disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/HOJA-DE-RUTA-12-2024-V1.pdf>

De esta forma es posible indicar que el Coordinador se encuentra desarrollando sus actividades en pro de cumplir el mandato legal que impone la regulación eléctrica, y se ha estado adaptando al aumento sostenido y relevante de las tecnología renovables variables en el Sistema Eléctrico con diversas medidas, como la adaptación de sus plataformas, recomendando obras de transmisión, licitando infraestructura tanto de transporte de electricidad como de Servicios Complementarios, instruyendo la operación del sistema eléctrico con los criterios de confiabilidad establecidos en la normativa vigente, garantizando tanto la operación a mínimo costo como el acceso abierto a la red, realizando propuestas normativas y participando en su desarrollo, sobre todo en función de los desafíos de las nuevas tecnologías de generación, etc.

4 ANEXO

Evolución de las congestiones en las principales líneas eléctricas del país, en base a los tres escenarios descritos en el capítulo 3.4.

Línea de Transmisión	Región	Escenario	Años																			
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Lagunas220->Collahuasi220	Tarapacá	A	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lagunas220->Collahuasi220	Tarapacá	B	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lagunas220->Collahuasi220	Tarapacá	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	69%	69%	69%	66%	65%	65%	65%	66%	64%
Lagunas220->NuevaPozoAlmonte220	Tarapacá	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lagunas220->NuevaPozoAlmonte220	Tarapacá	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lagunas220->NuevaPozoAlmonte220	Tarapacá	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	10%	86%	86%	85%	81%	77%	77%	76%	73%	70%
NuevaZaldivar220->Sulfuros220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	
NuevaZaldivar220->Sulfuros220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	16%	17%	17%	18%	17%
NuevaZaldivar220->Sulfuros220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	5%	31%	84%	75%	77%	79%	89%	92%	94%	95%	95%	94%	96%	95%	95%	95%
NuevaZaldivar220->Zaldivar220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NuevaZaldivar220->Zaldivar220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NuevaZaldivar220->Zaldivar220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	17%
Crucero220->Kimal220	Antofagasta	A	0%	3%	2%	6%	31%	42%	42%	42%	43%	42%	43%	43%	43%	43%	42%	42%	42%	42%	43%	29%
Crucero220->Kimal220	Antofagasta	B	0%	3%	2%	3%	28%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	43%	42%	41%	41%	42%	41%	42%	41%	35%
Crucero220->Kimal220	Antofagasta	C	0%	3%	4%	16%	38%	39%	40%	38%	38%	38%	28%	27%	28%	28%	22%	20%	20%	20%	21%	18%
Encuentro220->NuevaCentinela220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	3%	4%	4%	6%	4%	5%	4%	5%	7%	11%	6%
Encuentro220->NuevaCentinela220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	3%	3%	5%	4%	5%	5%	6%	11%	11%	14%	15%	13%

Línea de Transmisión	Región	Escenario																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Encuentro220->NuevaCentinela220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	2%	3%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	6%	4%
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	Antofagasta	A					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	7%	9%	11%	11%	30%	
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	Antofagasta	B					0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	12%	16%	15%	20%	20%	22%	31%
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	Antofagasta	C					0%	0%	0%	0%	1%	2%	17%	19%	20%	19%	25%	26%	25%	31%	31%	36%
Kimal220->Laberinto220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	1%	2%	3%	1%	3%	2%	3%	5%	8%	5%
Kimal220->Laberinto220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	2%	3%	4%	6%	14%	15%	18%	19%	18%
Kimal220->Laberinto220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	10%	13%
Kimal500->Kimal220	Antofagasta	A	0%	1%	1%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
Kimal500->Kimal220	Antofagasta	B	0%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	4%	5%	5%
Kimal500->Kimal220	Antofagasta	C	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	4%	5%	9%	10%	11%	11%	13%	25%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	65%	65%	64%	65%	65%	64%	63%	63%	63%	63%	63%	62%	62%
NvaChuquicamata220->Kimal220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NvaChuquicamata220->Kimal220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NvaChuquicamata220->Kimal220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	3%	22%	41%	40%	39%	39%	39%	36%	36%	35%	35%	34%	33%	33%	33%	33%	33%
Miraje220->Encuentro220	Antofagasta	A	0%	0%	1%	10%	19%	22%	26%	26%	29%	31%	33%	38%	42%	38%	37%	33%	38%	38%	46%	37%
Miraje220->Encuentro220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	14%	20%	23%	25%	26%	31%	33%	34%	35%	39%	34%	35%	38%	39%	39%	43%	41%
Miraje220->Encuentro220	Antofagasta	C	0%	0%	1%	10%	20%	18%	18%	20%	23%	20%	22%	25%	25%	21%	20%	22%	28%	31%	33%	

Línea de Transmisión	Región	Escenario																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Atacama220->Miraje220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	1%	3%	1%	5%	5%	7%	10%	14%	18%	15%	13%	11%	18%	17%	25%	20%
Atacama220->Miraje220	Antofagasta	B	0%	0%	2%	3%	1%	3%	3%	7%	8%	10%	13%	15%	11%	12%	12%	14%	15%	23%	20%	
Atacama220->Miraje220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	4%	4%	7%	11%	17%	17%	15%	15%	19%	24%	27%	38%	
Atacama220->Ohiggins220	Antofagasta	A	8%	2%	0%	1%	3%	6%	6%	7%	8%	10%	11%	13%	14%	14%	12%	11%	15%	14%	18%	15%
Atacama220->Ohiggins220	Antofagasta	B	7%	2%	3%	5%	4%	5%	7%	8%	10%	10%	12%	14%	12%	12%	10%	12%	11%	16%	13%	
Atacama220->Ohiggins220	Antofagasta	C	10%	5%	9%	22%	19%	19%	16%	24%	24%	23%	16%	19%	22%	21%	16%	16%	16%	20%	21%	18%
Laberinto220->ElCobre220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Laberinto220->ElCobre220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	3%
Laberinto220->ElCobre220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	7%	7%	7%	7%	9%	10%	10%	10%	13%	25%
Laberinto220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Laberinto220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	10%	10%	12%	12%	14%
Laberinto220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	2%	2%	2%	2%	1%	2%	1%	2%	6%	7%
ElCobre220->NuevaCentinela220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	2%	1%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ElCobre220->NuevaCentinela220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
ElCobre220->NuevaCentinela220	Antofagasta	C	0%	0%	1%	5%	6%	5%	5%	5%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	8%
Ohiggins220->LaNegra220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ohiggins220->LaNegra220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ohiggins220->LaNegra220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	58%	93%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Andes220->Likantantai220	Antofagasta	A	20%	16%	13%	14%	16%	19%	24%	26%	25%	26%	26%	28%	29%	27%	25%	24%	23%	23%	24%	20%
Andes220->Likantantai220	Antofagasta	B	21%	16%	13%	12%	14%	17%	21%	22%	23%	25%	24%	25%	25%	22%	20%	34%	35%	31%	32%	37%

Línea de Transmisión	Región	Escenario	Año																			
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Andes220->Likantantai220	Antofagasta	C	22%	20%	18%	26%	15%	61%	78%	76%	78%	75%	75%	75%	75%	76%	74%	73%	73%	73%	71%	60%
Andes220->Oeste220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Andes220->Oeste220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%
Andes220->Oeste220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	2%	5%	8%	16%	17%	20%	19%	20%	25%	31%	31%	34%	33%	43%	51%
Zaldivar220->Escondida220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Zaldivar220->Escondida220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Zaldivar220->Escondida220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	11%	13%	17%	19%	21%	21%	21%	34%	30%	28%	25%
Likantantai220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	A	85%	85%	49%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Likantantai220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	B	87%	85%	49%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Likantantai220->NuevaZaldivar220	Antofagasta	C	90%	93%	64%	0%	0%	16%	17%	19%	16%	13%	18%	25%	24%	44%	48%	47%	48%	48%	48%	47%
Domeyko220->Sulfuros220	Antofagasta	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Domeyko220->Sulfuros220	Antofagasta	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	10%	9%	9%	9%	10%
Domeyko220->Sulfuros220	Antofagasta	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	6%	21%	20%	22%	24%	31%	38%	39%	43%	22%	28%	27%
Parinas500->LosChangos500	Antofagasta	A	0%	0%	1%	1%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Parinas500->LosChangos500	Antofagasta	B	0%	0%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%
Parinas500->LosChangos500	Antofagasta	C	0%	1%	6%	8%	4%	4%	3%	4%	4%	3%	1%	2%	2%	2%	8%	9%	11%	10%	11%	13%
Parinas500->Parinas220	Antofagasta	A	3%	7%	7%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
Parinas500->Parinas220	Antofagasta	B	3%	7%	6%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	2%	3%
Parinas500->Parinas220	Antofagasta	C	3%	6%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	5%	16%	18%	18%	17%	19%	25%
Llullaillaco500->Parinas500	Antofagasta	A			0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Llullaillaco500->Parinas500	Antofagasta	B			0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Línea de Transmisión	Región	Escenario	Año																					
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044		
Llullaillaco500->Parinas500	Antofagasta	C			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	7%	7%	5%	5%	5%	2%
SanAndres220->CarreraPinto220	Atacama	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	3%
SanAndres220->CarreraPinto220	Atacama	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	7%
SanAndres220->CarreraPinto220	Atacama	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	4%	3%	6%	6%	7%	12%
NvaCardones500->Cumbre500	Antofagasta	A	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	3%
NvaCardones500->Cumbre500	Antofagasta	B	0%	0%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	5%	4%	5%	7%
NvaCardones500->Cumbre500	Antofagasta	C	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	6%	7%	9%	8%	11%	13%
PAzucar220->DonHector220	Coquimbo	A			11%	13%	8%	5%	7%	6%	7%	7%	7%	8%	8%	9%	9%	12%	14%	16%	14%	17%	20%	
PAzucar220->DonHector220	Coquimbo	B			12%	18%	11%	7%	8%	8%	10%	12%	12%	12%	14%	17%	17%	19%	21%	19%	20%	20%	26%	
PAzucar220->DonHector220	Coquimbo	C			13%	15%	8%	6%	6%	6%	7%	9%	12%	15%	17%	18%	22%	25%	28%	25%	27%	27%	29%	
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	Atacama	A	17%	18%	22%	25%	16%	15%	17%	17%	18%	18%	21%	22%	23%	23%	26%	27%	30%	29%	30%	30%	32%	
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	Atacama	B	16%	17%	23%	32%	22%	20%	23%	22%	24%	25%	26%	25%	29%	29%	31%	31%	31%	33%	33%	33%	37%	
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	Atacama	C	18%	20%	25%	28%	19%	18%	18%	19%	17%	21%	24%	26%	28%	30%	34%	35%	38%	37%	39%	39%	41%	
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	Coquimbo	A	12%	9%	10%	10%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	2%	2%	7%	
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	Coquimbo	B	11%	10%	11%	14%	6%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	5%	6%	6%	10%	
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	Coquimbo	C	12%	10%	12%	11%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	5%	5%	5%	6%	9%	8%	10%	11%	11%	
LasPalmas220->PuntaSierra220	Coquimbo	A	1%	3%	4%	3%																		
LasPalmas220->PuntaSierra220	Coquimbo	B	1%	3%	4%	2%																		
LasPalmas220->PuntaSierra220	Coquimbo	C	1%	3%	5%	4%																		
NuevaPelambres220->Quillota220	Valparaíso	A	36%	39%	44%	37%	24%	22%	25%	23%	22%	22%	22%	20%	18%	18%	18%	19%	19%	18%	18%	20%	20%	

Línea de Transmisión	Región	Escenario	Año																					
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044		
NuevaPelambres220->Quillota220	Valparaíso	B	35%	39%	43%	35%	21%	17%	18%	17%	18%	17%	16%	17%	15%	17%	18%	18%	20%	20%	20%	21%		
NuevaPelambres220->Quillota220	Valparaíso	C	36%	40%	43%	37%	23%	16%	17%	17%	18%	18%	19%	20%	22%	23%	25%	29%	31%	22%	22%	25%		
SanLuis220->AguaSanta220	Valparaíso	A	6%	6%	5%	7%	11%	14%	12%	14%	16%	20%	21%	24%	32%	32%	34%	35%	42%	46%	51%	50%		
SanLuis220->AguaSanta220	Valparaíso	B	6%	8%	10%	10%	12%	14%	13%	16%	16%	19%	22%	24%	28%	29%	32%	34%	38%	42%	48%	51%		
SanLuis220->AguaSanta220	Valparaíso	C	7%	9%	10%	13%	16%	17%	17%	22%	25%	28%	25%	31%	37%	39%	43%	44%	50%	51%	56%	59%		
Quillota220->Nogales220	Valparaíso	A	2%	2%	1%	1%	5%	8%	7%	8%	8%	9%	9%	11%	12%	10%	10%	11%	10%	11%	11%	9%		
Quillota220->Nogales220	Valparaíso	B	2%	2%	4%	3%	6%	9%	8%	9%	9%	9%	9%	10%	9%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	8%		
Quillota220->Nogales220	Valparaíso	C	2%	3%	3%	4%	7%	10%	8%	12%	11%	12%	10%	11%	13%	12%	9%	9%	10%	9%	13%	10%		
Polpaico500->NvaPAzucar500	Coquimbo	A	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	2%	3%	3%	4%	5%	5%	7%	4%			
Polpaico500->NvaPAzucar500	Coquimbo	B	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	6%	6%	8%	9%	9%		
Polpaico500->NvaPAzucar500	Coquimbo	C	0%	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	3%	5%	4%	5%	6%	7%	2%	3%	4%	6%	7%	8%		
Polpaico500->Polpaico220	RM	A	0%	0%	0%	1%	2%	6%	16%	17%	19%	22%	31%	32%	34%	42%	49%	54%	54%	58%	60%	69%		
Polpaico500->Polpaico220	RM	B	0%	0%	0%	0%	2%	7%	16%	18%	21%	25%	35%	36%	40%	48%	52%	59%	61%	65%	65%	70%		
Polpaico500->Polpaico220	RM	C	0%	0%	0%	1%	3%	12%	26%	25%	32%	38%	61%	65%	66%	71%	71%	77%	77%	81%	79%	84%		
Lampa220->Polpaico220	RM	A	1%	1%	0%	0%	1%	9%	33%	34%	39%	41%	38%	41%	46%	48%	50%	52%	57%	59%	63%	68%		
Lampa220->Polpaico220	RM	B	1%	1%	1%	1%	1%	8%	31%	33%	34%	38%	34%	37%	43%	45%	48%	51%	55%	59%	62%	69%		
Lampa220->Polpaico220	RM	C	1%	3%	1%	3%	4%	19%	56%	60%	64%	68%	61%	64%	66%	68%	76%	78%	82%	82%	84%	85%		
LoCampino220->Lampa220	RM	A						8%	32%	33%	37%	39%	37%	40%	44%	46%	48%	50%	54%	57%	61%	60%		
LoCampino220->Lampa220	RM	B						7%	30%	31%	33%	37%	33%	36%	41%	43%	46%	49%	52%	56%	59%	63%		
LoCampino220->Lampa220	RM	C						6%	21%	19%	19%	21%	20%	25%	29%	33%	35%	38%	44%	47%	52%	59%		
CNaviaDesf220->LoCampino220	RM	A						2%	7%	8%	9%	9%	15%	16%	13%	18%	22%	26%	26%	28%	27%	36%		

Línea de Transmisión	Región	Escenario																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CNaviaDesf220->LoCampino220	RM	B						3%	7%	8%	9%	10%	14%	16%	17%	22%	25%	28%	30%	32%	32%	26%
CNaviaDesf220->LoCampino220	RM	C						5%	16%	20%	24%	29%	45%	44%	45%	47%	50%	52%	48%	53%	50%	52%
Almendros220->AltoJahuel220	RM	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Almendros220->AltoJahuel220	RM	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
Almendros220->AltoJahuel220	RM	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	
LoAguirre500->LoAguirre220	RM	A	0%	0%	0%	0%	1%	1%	4%	5%	7%	10%	15%	17%	22%	33%	45%	50%	52%	56%	59%	65%
LoAguirre500->LoAguirre220	RM	B	0%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	6%	10%	13%	19%	24%	32%	44%	47%	52%	56%	60%	62%	68%
LoAguirre500->LoAguirre220	RM	C	0%	0%	0%	0%	1%	4%	11%	14%	21%	30%	47%	52%	54%	59%	63%	73%	76%	73%	75%	79%
Chena220->CerroNavia220	RM	A	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	4%	6%	7%	9%	11%
Chena220->CerroNavia220	RM	B	0%	0%	1%	1%	2%	2%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	5%	7%	9%	11%	10%
Chena220->CerroNavia220	RM	C	0%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	6%
Rapel220->Loica220	O'Higgins	A	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
Rapel220->Loica220	O'Higgins	B	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	5%	4%	4%	4%	3%	3%
Rapel220->Loica220	O'Higgins	C	7%	8%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%
Loica220->AltoMelipilla220	Valparaíso	A	2%	11%	10%	10%	9%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
Loica220->AltoMelipilla220	Valparaíso	B	2%	10%	10%	10%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	3%	3%
Loica220->AltoMelipilla220	Valparaíso	C	2%	10%	9%	9%	9%	8%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
Mataquito220->Itahue220	Maule	A		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	12%	11%	13%	12%	14%	13%	15%	13%
Mataquito220->Itahue220	Maule	B		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	5%	8%	12%	12%	12%	12%	13%	13%
Mataquito220->Itahue220	Maule	C		0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	15%	15%	14%	14%	16%	15%	14%	14%	15%	14%	16%	16%
Nirivilo220->Mataquito220	Maule	A		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	11%	13%	11%	13%	12%	14%	13%	15%	13%

Línea de Transmisión	Región	Escenario	Año																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	
Nirivilo220->Mataquito220	Maule	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	5%	8%	12%	12%	12%	12%	13%	13%
Nirivilo220->Mataquito220	Maule	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	15%	15%	14%	14%	16%	15%	14%	15%	15%	14%	16%	16%
Ancoa220->Santalsabel220	Maule	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	4%
Ancoa220->Santalsabel220	Maule	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	5%
Ancoa220->Santalsabel220	Maule	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	5%
Charrua220->ClaudioArrau220	Biobío	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	3%	6%
Charrua220->ClaudioArrau220	Biobío	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	6%
Charrua220->ClaudioArrau220	Biobío	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	9%
Charrua220->SantaClara220	Biobío	A	8%	22%	21%	21%	22%	25%	23%	6%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	6%	5%
Charrua220->SantaClara220	Biobío	B	7%	22%	21%	21%	23%	24%	23%	3%	3%	4%	3%	3%	4%	3%	2%	2%	3%	3%	2%	5%	
Charrua220->SantaClara220	Biobío	C	7%	23%	23%	26%	29%	32%	29%	4%	5%	6%	6%	6%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	8%	8%	
SantaClara220->Mulchen220	Biobío	A	2%	9%	9%	9%	12%	15%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
SantaClara220->Mulchen220	Biobío	B	2%	9%	8%	8%	9%	12%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
SantaClara220->Mulchen220	Biobío	C	2%	9%	11%	15%	19%	21%	18%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Diguenes220->LosNotros220	Biobío	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	6%	7%	7%	8%	8%	9%	9%	8%	10%	9%	11%	8%	
Diguenes220->LosNotros220	Biobío	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	7%	8%	8%	9%	9%	9%	10%	9%	12%	11%	12%	9%	
Diguenes220->LosNotros220	Biobío	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	8%	9%	7%	9%	10%	10%	9%	9%	10%	11%	12%	10%	
Mulchen220->Diguenes220	Biobío	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	6%	3%	5%	6%	6%	5%	6%	4%	5%	6%	6%	4%	
Mulchen220->Diguenes220	Biobío	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%	5%	6%	7%	7%	6%	6%	3%	4%	3%	3%	4%	
Mulchen220->Diguenes220	Biobío	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	11%	8%	6%	6%	8%	7%	7%	6%	7%	6%	7%	5%	
LosNotros220->Mulchen220	Biobío	A	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Línea de Transmisión	Región	Escenario																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
LosNotros220->Mulchen220	Biobío	B	0%	0%	0%	1%	5%	4%	5%													
LosNotros220->Mulchen220	Biobío	C	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%													
RioMalleco220->Mulchen220	Biobío	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioMalleco220->Mulchen220	Biobío	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioMalleco220->Mulchen220	Biobío	C	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	9%	8%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cautin220->Temuco220	Araucanía	A	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	1%	1%	0%	8%	9%	11%	12%	13%	17%	20%	23%	25%	36%
Cautin220->Temuco220	Araucanía	B	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	0%	2%	2%	3%	4%	6%	8%	11%	14%	17%	26%
Cautin220->Temuco220	Araucanía	C	0%	0%	0%	0%	2%	6%	6%	13%	13%	0%	1%	1%	1%	2%	10%	18%	21%	28%	31%	39%
Metrenco220->Cautin220	Araucanía	A	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Metrenco220->Cautin220	Araucanía	B	1%	0%	1%	1%	5%	9%	9%	10%	11%	1%	1%	2%	2%	1%	2%	6%	7%	8%	8%	5%
Metrenco220->Cautin220	Araucanía	C	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Lastarria220	Araucanía	A	11%	3%	3%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Lastarria220	Araucanía	B	10%	3%	26%	26%	19%	12%	12%	15%	15%	1%	1%	2%	2%	1%	2%	6%	6%	6%	6%	3%
RioTolten220->Lastarria220	Araucanía	C	11%	2%	3%	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Metrenco220	Araucanía	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Metrenco220	Araucanía	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	5%	6%	6%	7%	5%
RioTolten220->Metrenco220	Araucanía	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lastarria220->Ciruelos220	Araucanía	A	17%	26%	24%	25%	10%	7%	7%	12%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lastarria220->Ciruelos220	Araucanía	B	17%	24%	19%	20%	6%	5%	4%	5%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lastarria220->Ciruelos220	Araucanía	C	17%	27%	27%	26%	10%	6%	4%	5%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Valdivia220->ElLaurel220	Los Ríos	A	0%	0%	0%	0%	6%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Línea de Transmisión	Región	Escenario																				
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Valdivia220->ElLaurel220	Los Ríos	B	0%	0%	6%	7%	5%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Valdivia220->ElLaurel220	Los Ríos	C	0%	0%	0%	0%	7%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rahue220->FrutillarNorte220	Los Lagos	A	0%	0%	0%	0%	2%	2%	3%	3%	4%	7%	5%	5%	5%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
Rahue220->FrutillarNorte220	Los Lagos	B	0%	0%	4%	4%	2%	2%	2%	2%	2%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	5%	6%	7%	23%
Rahue220->FrutillarNorte220	Los Lagos	C	0%	0%	0%	0%	2%	3%	3%	4%	3%	7%	6%	5%	5%	4%	3%	14%	14%	14%	14%	25%
Tineo220->Aurora220	Los Lagos	A	0%	1%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	6%	6%	7%	8%	9%	10%	10%	12%	13%	13%	14%
Tineo220->Aurora220	Los Lagos	B	0%	1%	3%	4%	9%	10%	11%	13%	13%	12%	12%	13%	13%	15%	16%	17%	18%	18%	18%	0%
Tineo220->Aurora220	Los Lagos	C	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	4%	7%	8%	8%	9%	10%	11%	0%	0%	1%	2%	0%
Tineo220->FrutillarNorte220	Los Lagos	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%
Tineo220->FrutillarNorte220	Los Lagos	B	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	6%	7%
Tineo220->FrutillarNorte220	Los Lagos	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%
PuertoMontt220->Melipulli220	Los Lagos	A	14%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	10%	16%	28%	36%	44%	49%	56%	60%	64%	67%
PuertoMontt220->Melipulli220	Los Lagos	B	13%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	9%	16%	28%	36%	44%	49%	55%	60%	64%	66%
PuertoMontt220->Melipulli220	Los Lagos	C	15%	17%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	6%	14%	22%	34%	41%	48%	54%	60%	63%	67%	70%