

PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2023

23 de enero de 2023

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica
Cristian Clavería H.	Jefe de Departamento de Ingeniería y Diseño

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
César Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Giovani Bastidas H.	Ingeniero de Prospectiva
Antolin Reyes Q.	Ingeniero de Departamento de Ingeniería y Diseño
Piero Izquierdo A.	Ingeniero de Departamento de Ingeniería y Diseño

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Enviado a la Comisión Nacional de Energía
	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

INDICE DE FIGURAS.....	5
INDICE DE TABLAS	6
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	7
1 RESUMEN EJECUTIVO.....	8
2 INTRODUCCIÓN	17
3 OBJETIVOS Y ALCANCE	20
3.1 OBJETIVOS.....	20
3.2 ALCANCE	20
4 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS	21
4.1 DEMANDA.....	21
4.2 OFERTA	23
5 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	27
5.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL.....	27
6 RESUMEN DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	28
6.1 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	28
6.2 ANÁLISIS DE CONGESTIONES.....	28
6.3 ANÁLISIS DE RECORTES DE ERV	29
6.4 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES	31
6.5 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL.....	33
7 PROPUESTAS.....	36

7.1 OBRAS DE EXPANSIÓN	36
<u>8 RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN</u>	<u>53</u>
8.1 OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN NACIONAL	53
8.2 OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL.....	54
<u>9 RECOMENDACIÓN DE DESARROLLO DE OBRAS URGENTES</u>	<u>59</u>
<u>10 ANÁLISIS DE MONITOREO DE LÍNEAS</u>	<u>62</u>
<u>11 ANÁLISIS COMPROMETIDOS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO 2023.....</u>	<u>65</u>
<u>12 APÉNDICES.....</u>	<u>66</u>
12.1 APÉNDICE I – ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS	66
12.2 APÉNDICE II - RESPUESTA A OBSERVACIONES	66

INDICE DE FIGURAS

Figura 4-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.....	21
Figura 4-2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio). 22	22
Figura 4-3. Proyección de la demanda energética del SEN, por región del país (escenario medio). 22	22
Figura 4-4. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto).	22
Figura 4-5. Proyección de la demanda energética del SEN, por región del país (escenario alto).....	22
Figura 4-6. Matriz de generación, Escenario A.	25
Figura 4-7. Matriz de generación, Escenario D.	25
Figura 6-1. Capacidad instalada y máximos recortes de ERV en potencia por trimestre en SEN para hidrología media, Escenario A.....	30
Figura 6-2. Recortes de ERV en energía por zona en el SEN, Escenario A.	31
Figura 6-3. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología seca, escenario A.	32
Figura 6-4. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología seca, escenario A. .	32
Figura 6-5. Evolución del estado de líneas de transmisión.	33
Figura 6-6. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.....	33
Figura 6-7. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.....	34
Figura 10-1. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín.	63
Figura 10-2. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Andes - Likanantai.	63
Figura 10-3. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico.....	63
Figura 10-. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla.....	64
Figura 10-. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Los Buenos Aires - Negrete.	64

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Nacional.	11
Tabla 1-2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Zonal.....	12
Tabla 1-3. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.	14
Tabla 4-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2023.	24
Tabla 6-1. Principales casos de probabilidad de congestión esperada en el SEN, escenario A.	28
Tabla 6-2. Evolución subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD. Mayo 2020 a noviembre 2022.	35
Tabla 7-1. Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.	50
Tabla 8-1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Nacional.	53
Tabla 8-2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Zonal.....	54
Tabla 8-3. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.	56
Tabla 9-1. Estado de obras desiertas y recomendación.....	59

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos de este documento, a continuación, se indica el significado de las siguientes abreviaturas y definiciones, según corresponda:

Coordinador	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
DLR	: Del inglés, Dynamic Line Rating.
Ley o LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PET	: Propuesta de Expansión de Transmisión.
PMGD	: Pequeños medios de generación distribuida.
ERV	: Energía Renovable Variable.
PLP	: Software de optimización de la programación de largo plazo.
Reglamento	: Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
S/E	: Subestación.
SAC	: Solicitud de Autorización de Conexión.
SUCTD	: Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
STN	: Sistema de Transmisión Nacional.
STZ	: Sistema de Transmisión Zonal.
AT	: Alta Tensión.
MT	: Media Tensión.
NTR	: Nuevo Equipo de Transformación.
RTR	: Reemplazo Equipo de Transformación.
VI	: Valor de Inversión.
INE	: Instituto Nacional de Estadística.

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Ley General de Servicios Eléctricos, a través de su artículo 91° fija el procedimiento de planificación de la transmisión, estableciendo que dentro de los primeros quince días hábiles de cada año el Coordinador deberá enviar a la Comisión Nacional de Energía una propuesta de expansión de la transmisión.

Para desarrollar esta propuesta de expansión, el Coordinador realiza una serie de estudios que sirven de base para la propuesta:

- **Proyección de Demanda.** Se estima la demanda de energía y demanda máxima del SEN para el periodo 2023-2042 a partir de un modelo econométrico y encuestas aplicadas a clientes zonales y a grandes clientes industriales. El documento concluye un leve crecimiento (1%) para el año 2022 resultado de la desaceleración económica y proyecta un aumento sostenido (2-4% anual) hasta el año 2026, potenciado por la puesta en servicio de grandes proyectos en el país y un crecimiento anual de entre 1% y 2% hasta el final del horizonte. También se considera el impacto de la electromovilidad, determinado entre otros, a través del programa de licitaciones de buses eléctricos del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.
- **Plan de Obras de Generación.** Tiene por objetivo presentar escenarios de expansión del parque generador para el periodo 2023-2042, contruidos a través de un proceso de optimización de inversiones, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos del parque generador en el contexto de un mercado eléctrico competitivo. Para lo anterior, se utiliza como insumo los antecedentes de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a cargo del Ministerio de Energía y otras proyecciones de variables de alta incertidumbre. El informe considera cinco escenarios que mezclan supuestos de largo plazo, tales como son: la descarbonización y desfosilización de la matriz energética, costo de inversión de tecnologías de generación y restricciones por oposición social o técnico-ambientales, concluyendo con aproximadamente entre 12 GW y 22 GW en capacidad instalada adicional hacia el final del horizonte, principalmente en las siguientes tecnologías: eólica, solar fotovoltaica y solar CSP, además de incluir hasta 2,7 GW de sistemas de BESS en el Norte Grande con autonomías de entre 2 y 6 horas.

Además, con motivo de facilitar la participación de las personas y empresas interesadas, con fecha 15 de diciembre de 2022 el Coordinador publicó para observaciones el Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, en el cual se entrega a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo, entregando una señal del desarrollo esperado del SEN tanto en generación

como en transmisión. El diagnóstico de uso de las instalaciones de transmisión consideró como base de los cinco escenarios del Plan de Obras de Generación, los cuales tienen en común la descarbonización de la matriz energética al año 2030, costos de inversión en generación referenciales-bajos, y difieren en supuestos de demanda energética.

Con respecto al sistema de transmisión nacional, considerando el desarrollo de nueva capacidad instalada de generación de 8 a 12 GW en la Región de Antofagasta, 2 a 3 GW en las regiones de Ñuble y La Araucanía, y hasta 2,7 GW de capacidad instalada en sistemas de almacenamiento, el informe identifica congestiones en el sistema de transmisión por exceso de capacidad instalada ERV en el entorno de las SS/EE Kimal, Parinas, Mulchén y Charrúa, además de congestiones para el abastecimiento de la zona centro desde el norte del SEN. Dichas congestiones son verificadas en mayor detalle con el software PLP para analizar y proponer soluciones que generen un beneficio en la reducción de costos de operación del SEN.

En cuanto al sistema de transmisión zonal se ha aplicado una metodología que busca revisar la suficiencia y calidad de servicio de éstas, a partir de una proyección de demanda bottom-up que incorpora encuestas a las empresas de distribución, además de la condición más exigente para la temperatura ambiente en las zonas analizadas. A partir de ello, se ha verificado el nivel de cargabilidad de los transformadores AT/MT, para posteriormente, y a partir de perfiles de demanda máximas coincidentes, determinar la cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión. A partir de los diversos análisis realizados para el horizonte de planificación, y dando énfasis al período 2023-2028, se ha identificado un conjunto de obras de expansión del sistema de transmisión zonal que permiten garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones normales de operación.

El estudio de planificación elaborado concluye con la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 del Coordinador para los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En resumen, la propuesta está compuesta por 7 proyectos pertenecientes al segmento de transmisión nacional con un VI referencial de 174,5 millones de dólares y 16 proyectos del segmento de transmisión zonal con un VI referencial de 104,8 millones de dólares, las cuales totalizan un valor de inversión de 279,3 millones de dólares. Adicionalmente, en cuanto a los proyectos que surgen para liberar congestiones producidas por inyecciones de PMGD en sistemas de transmisión zonal, se recomiendan 32 proyectos en subestaciones con un VI de 112,4 millones de dólares. Con esta propuesta se sugiere evaluar la calificación de esas instalaciones.

Esta propuesta de expansión de la transmisión responde a las problemáticas identificadas al realizar el diagnóstico anual del sistema de transmisión. En estudios previos a esta propuesta, se identificaron necesidades de expansión de los sistemas transmisión que a la fecha no han sido resueltos por la Comisión Nacional de Energía. En este sentido un 22% de las obras incluidas en esta propuesta fueron presentadas con anterioridad y no fueron acogidas por el regulador. Por otro lado, es importante mencionar que este Coordinador mantiene vigente su recomendación de obras para

el sistema de transmisión presentadas en el proceso de expansión de la transmisión 2022, ya que a la fecha de publicación de este informe la CNE aún no ha publicado el correspondiente Informe Técnico Preliminar.

El detalle de los proyectos propuestos para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2023 se presenta en la Tabla 1-1 y Tabla 1-2, del documento. Mientras que los proyectos propuestos por PMGD se incluyen en la Tabla 1-3. Cabe destacar que para las valorizaciones línea, el Coordinador se encuentra desarrollando criterios que permitan incorporar el costo de tendidos auxiliares, con el fin de viabilizar la ejecución de los proyectos, minimizando las desconexiones. Si bien este es un análisis caso a caso, que se concluirá en el informe complementario, a la fecha se ha incluido este costo en tres proyectos, dos de ellos de simple circuito y en un seccionamiento.

Adicionalmente, este informe incluye una sección relacionada con la necesidad de incorporar equipos de monitoreo de líneas DLR, considerando que son una tecnología madura en redes internacionales, y que se emplean para aumentar las transferencias de potencia sin realizar intervenciones invasivas en las instalaciones de transmisión existentes. En concreto, mediante el presente informe, se busca promover en la industria esta alternativa para optimizar el uso de las capacidades de transmisión en el corto y mediano plazo.

También se debe indicar que este informe realiza una recomendación sobre proyectos que debido a su urgencia se deben realizar mediante el artículo 102° de la LGSE, los cuales surgen por motivos asociados a la no adjudicación de obras decretadas luego de su licitación.

Por otro lado, el informe incluye parte de los estudios que el Coordinador considera desarrollar para el complemento de esta propuesta anual de expansión de la transmisión, la que se emitirá a fines del primer semestre del presente año, dentro de los cuales destacan el análisis de proyectos HVDC, tanto en el norte como en el sur del país, en búsqueda de promover la oferta y facilitar la competencia.

Finalmente, en el Apéndice II del presente documento, se han incluido las respuestas a las observaciones emitidas al Informe Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión emitido el día 15 de diciembre de 2022.

Tabla 1-1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Nacional.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero	1000	10,5	2028	Inmediata	Nacional	24	8,5	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Kimal – Crucero	Ampliación
2	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro	1000	16,3	2028	Inmediata	Nacional	24	18,9	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Miraje – Encuentro	Ampliación
3	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Andes – Likanantai	660	33	2028	Inmediata	Nacional	24	13,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Andes – Likanantai	Ampliación
4	Aumento capacidad S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT 500/220 kV)	750	-	2029	Inmediata	Nacional	24	34,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evita sobrecarga de transformadores en condición N-1, y ante la llegada de la línea HVDC.	Ampliación
5	Aumento de Capacidad S/E Entre Ríos (NTR ATAT 500/220 kV)	750	-	2028	Inmediata	Nacional	24	33,7	Suficiencia	Evita congestión de S/E Charrúa 500/220 kV	Ampliación
6	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén	1000	70	2028	Inmediata	Nacional	24	47,4	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Charrúa – Mulchén	Ampliación
7	Nueva S/E Galvarino	-	-	2028	Inmediata	Nacional	24	17,6	Seguridad y Resiliencia Gran Concepción	Otorga seguridad N-1 a las líneas que abastecen el gran Concepción.	Nueva

Tabla 1-2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Zonal.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant	150	53	2029	Inmediata	Zonal	36	8,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
2	Ampliación en S/E San Juan	15	-	2028	Inmediata	Zonal	24	2,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
3	Ampliación en S/E Quinquimo	20	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
4	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Casas Viejas – Marbella	74	8,9	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
5	Aumento de capacidad tramo 2x110 kV Tap La Reina – Florida a 350 MVA	350	10	2028	Inmediata	Zonal	24	11,6	Seguridad	Otorga seguridad al tramo a los clientes de las SE Los Andes y La Reina	Ampliación
6	Nueva Línea 2x110 kV San Bernardo – Malloco	117	14	2029	Inmediata	Zonal	52	15,7	Seguridad	Otorga seguridad al tramo a los clientes de la zona Malloco - Peñaflores	Nueva
7	Aumentos de Capacidad en S/E Cachapoal y línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal	30 TR 90 LT	5	2029	Inmediata	Zonal	36	5,7	Suficiencia	Evita congestión S/E Cachapoal	Ampliación
8	Aumento de Capacidad en S/E San Rafael	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,9	Suficiencia	Evita congestión S/E San Rafael	Ampliación
9	Aumento de Capacidad en S/E Talca	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Talca	Ampliación
10	Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas	25	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	2,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Tres Esquinas. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
11	Aumento de Capacidad en S/E Cocharcas COPELEC	30	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Evita congestión S/E Cocharcas. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación
12	Aumento de Capacidad en S/E Santa Elisa	16	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	3,6	Suficiencia	Evita congestión S/E Santa Elisa. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación
13	Nueva S/E Chillán más Nueva Línea 1x220 kV –Entre Ríos –Chillán	90 TR 300 LT	21	2031	Inmediata	Zonal	52	24,5	Seguridad	Fortalecer zona Ñuble	Nueva
14	Tendido 2do circuito de línea 1x220 kV Gamboa – Chonchi	90	18	2028	Inmediata	Zonal	24	6,8	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestion Tramo Gamboa – Chonchi	Ampliación
15	Ampliación en S/E Cañete	16	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
16	Ampliación en S/E Coronel	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

Tabla 1-3. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en la S/E Diego de Almagro 110/13,8/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	5,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
2	Ampliación en la S/E Monte Patria TR1 66/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
3	Ampliación en la S/E Monte Patria TR2 66/13,2 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
4	Ampliación en la S/E Tap Off Dolores 110/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
5	Ampliación en la S/E Cabildo 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
6	Ampliación en la S/E Vicuña 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
7	Ampliación en la S/E Salamanca 110/23-13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
8	Ampliación en la S/E Leyda 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
9	Ampliación en la S/E La Manga 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
10	Ampliación en la S/E El Monte 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
11	Ampliación en la S/E Santa Rosa 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
12	Ampliación en la S/E Bollenar 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
13	Ampliación en la S/E Alhué 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
14	Ampliación en la S/E Isla de Maipo 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
15	Ampliación en la S/E Quereo 110/23 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	2,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
16	Ampliación en la S/E Rengo 66/15,3 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
17	Ampliación en la S/E Las Cabras 66/23 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
18	Ampliación en la S/E Ranguilí 66/13,8 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	1,5	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
19	Ampliación en la S/E Chimbarongo 66/15 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	1,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
20	Ampliación en la S/E Rauquén 66/15 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
21	Ampliación en la S/E Licantén 66/23 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
22	Ampliación en la S/E Panguilemo 66/13,8 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
23	Ampliación en la S/E Marchigüe 66/13,8 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	2,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
24	Ampliación en la S/E Tres Esquinas 66/13,8 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
25	Ampliación en la S/E Retiro 66/13,2 kV	12	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
26	Ampliación en la S/E Chacahuín 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
27	Ampliación en la S/E Cocharcas 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
28	Ampliación en la S/E Talca 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
29	Ampliación en la S/E Cabrero 66/23 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
30	Ampliación en la S/E Lebu 66/13,8 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
31	Ampliación en la S/E Duqueco 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
32	Ampliación en la S/E Los Sauces 66/23 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que anualmente comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año. Asimismo, mediante el presente informe se cumple con lo establecido en el segundo inciso del artículo 106° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en adelante el Reglamento, en relación con la publicación de la propuesta de expansión dentro de los primeros quince días del año.

Dicha propuesta debe basarse en los criterios dispuestos en el artículo 87° de la LGSE, y profundizados en el Reglamento, los cuales consideran la minimización de riesgos de abastecimiento, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, la necesidad y eficiencia económica para los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes para la expansión eficiente del sistema eléctrico. Si bien los criterios de expansión están definidos en el Reglamento, el Coordinador ha estimado pertinente complementar los criterios mencionados mediante sus propios desarrollos metodológicos y que incluye junto con las recomendaciones previas.

Este informe se encuentra dividido en 12 capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

Resumen Ejecutivo:

Corresponde al Resumen con los resultados de la Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN.

Introducción:

Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido de la propuesta de expansión de la transmisión.

Objetivos y Alcance

Este capítulo define los objetivos del presente documento y establece los límites del desarrollo de las actividades.

Consideraciones generales y supuestos:

Este capítulo sintetiza los resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II del informe de diagnóstico.

Metodología de desarrollo del estudio:

Este capítulo está enfocado en describir el proceso metodológico de la planificación de expansión la red de transmisión utilizado por el Coordinador.

Resumen Diagnóstico del sistema de transmisión:

Este capítulo constituye un resumen del diagnóstico presentado en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”, realizado por el Coordinador en diciembre del año 2022.

Propuestas:

Este capítulo describe las obras propuestas del estudio por parte del Coordinador, tanto de obras Nacionales como Zonales, segmentado en 6 zonas geográficas:

- Sistema Zona Arica – Diego de Almagro.
- Sistema Zona Diego de Almagro – Quillota.
- Sistema Zona Quinta Región.
- Sistema Zona Región Metropolitana.
- Sistema Zona Alto Jahuel – Charrúa.
- Sistema Zona Charrúa – Chiloé

Por otro lado, se presentan las obras propuestas por el Coordinador con el fin de liberar la congestión ocasionada por flujo inverso debido a la inyección de PMGD.

Recomendación de Expansión de la Transmisión:

Este capítulo resume la recomendación de obras de expansión de los Sistemas de Transmisión que el Coordinador emite con motivo del presente informe, a la CNE y a la industria en general.

Recomendación de desarrollo de Obras Urgentes

Este capítulo expone las obras de expansión que se recomiendan realizar vía artículo 102° debido a imprevistos en la licitación de obras.

Recomendación de Monitoreo de Líneas

Este capítulo contiene una recomendación de líneas candidatas a ser monitoreadas mediante DLR para así optimizar el uso de la capacidad de transmisión.



Análisis Comprometidos para el Informe Complementario 2023:

Este capítulo resume aquellos análisis de obras de expansión de los Sistemas de Transmisión que el Coordinador considera necesarios, pero no presentados en la presente propuesta y comprometiendo estos estudios en el Informe Complemento.

Apéndices:

Este capítulo indica los apéndices que forman parte de este documento, que incorporan análisis específicos desarrollados como parte de esta propuesta.

3 OBJETIVOS Y ALCANCE

3.1 OBJETIVOS

La propuesta de expansión de la transmisión emitida en enero del 2023 tiene como propósito cumplir con la Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año, a través de la propuesta de obras.

En específico los objetivos son:

- Proponer obras de expansión de la transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.
- Indicar los proyectos que se planea evaluar en el complemento a esta propuesta.
- Recomendar el monitoreo dinámico de la capacidad de líneas de transmisión.

3.2 ALCANCE

El alcance de la propuesta consiste en el desarrollo de las siguientes actividades:

- Análisis de obras de expansión para el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Evaluación técnico–económica de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.
- Análisis de factibilidad y valorización de las obras de expansión.

4 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

4.1 DEMANDA

La previsión de la demanda se realiza a través de una metodología que proyecta el patrón histórico del consumo eléctrico a partir de sus principales variables determinantes, obteniendo proyecciones por barra del sistema para cada año del horizonte 2022-2042. La metodología es desarrollada con detalle en el Apéndice I del Informe de Diagnóstico 2023¹. Las principales etapas de la metodología utilizada se resumen en la Figura 4-1.



Figura 4-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.

En la Figura 4-2 y Figura 4-3 se presentan los resultados del Escenario Medio y en la Figura 4-4 y Figura 4-5 los resultados del Escenario Alto. En el Apéndice I del Informe de Diagnóstico 2023¹ se detalla en profundidad la metodología y los resultados obtenidos.

¹ [Apéndice I del Informe de Diagnóstico 2023 - Proyección de Demanda](#) : En este informe se presenta la proyección de la energía y demanda máxima del SEN para el periodo 2022- 2042, la cual se construye considerando las instalaciones existentes y nuevos proyectos.

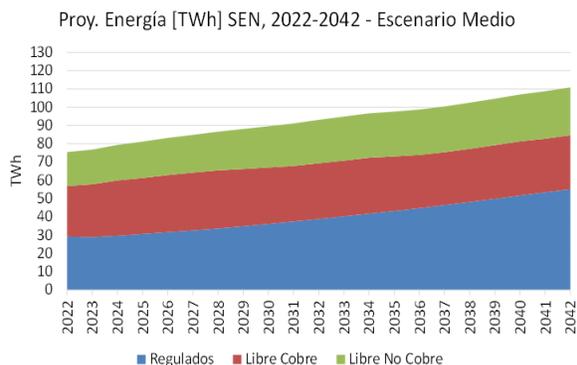


Figura 4-2. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario medio).

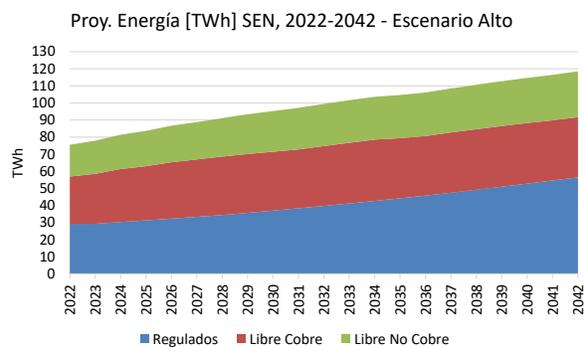


Figura 4-4. Proyección de la demanda energética del SEN, por tipo de cliente (escenario alto).

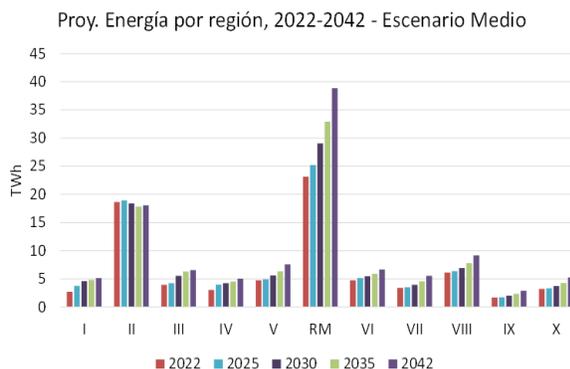


Figura 4-3. Proyección de la demanda energética del SEN, por región del país (escenario medio).

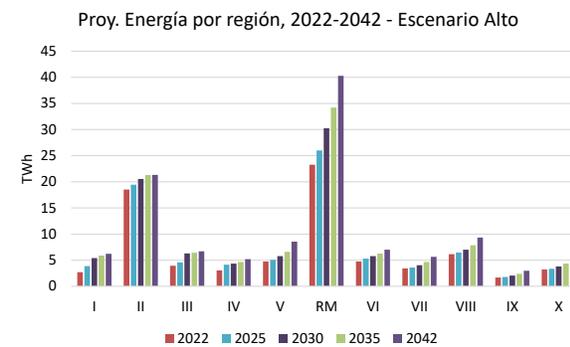


Figura 4-5. Proyección de la demanda energética del SEN, por región del país (escenario alto).

De las Figuras anteriores, se presenta la proyección del consumo de energía del SEN por tipo de cliente y región, para los Escenarios Medio y Alto, donde se destaca que gran parte de la demanda del SEN se encuentra concentrada en la Segunda Región y Región Metropolitana. Respecto de la Segunda Región, el crecimiento se encuentra principalmente asociado al desarrollo de la minería metálica y no metálica. En particular, actualmente se destaca el alto crecimiento de la demanda en la minería del cobre, por la toma de carga de los proyectos de Minera Spence, Quebrada Blanca Fase II, Collahuasi, entre otros.

En cuanto a la Región Metropolitana, el crecimiento se encuentra asociado a la alta concentración de industrias y clientes regulados en la ciudad de Santiago. El crecimiento está asociado a Data Center's y electromovilidad para el transporte público. En cuanto al impacto de la electromovilidad en el SEN, el estudio de proyección de la demanda incorpora los proyectos de nuevos buses eléctricos en la RM, de acuerdo con el programa de licitación informada por la CNE y Ministerio de Transporte durante el año 2021, obteniendo hacia fines del año 2024 requerimientos adicionales

de 272 [MW] y 0,5 [TWh/año], donde las subestaciones Recoleta, Lo Boza y Santa Marta son las que presentan los mayores requerimientos.

4.2 OFERTA

De conformidad con el artículo 87° de la Ley, el proceso de planificación de la transmisión debe considerar la planificación energética de largo plazo que efectúa el Ministerio de Energía, utilizando los supuestos más relevantes para la elaboración de los escenarios de planes de obras de generación de largo plazo, tales como los costos de inversión, potenciales de generación por zona y los supuestos para la conformación de escenarios de largo plazo.

- Proyección de demanda 2022-2042, desarrollada por el Coordinador e incluida en el Apéndice I del informe de diagnóstico.
- Proyecciones de costos de combustibles, se utilizan los precios de GNL, Carbón y Diesel elaborados internamente por el Coordinador.
- Proyección de costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento consideradas por el Ministerio de Energía en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo del año 2022. Detalle de los costos de tecnologías se encuentra en Anexo II del Diagnóstico de uso de los sistemas de transmisión.
- Información de centrales e instalaciones declaradas en construcción, informadas por la CNE mediante Resolución Exenta (RE). En este caso, se consideró hasta la Res. Ex. N°30/2022 (junio-2022).
- Información de centrales e instalaciones existentes, provistas por el Coordinador, a partir de la plataforma Infotécnica.
- Retiro de unidades a carbón conforme a acuerdos público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadores.

Posteriormente, se realiza la optimización de los planes de obra conforme a la metodología descrita en el Apéndice II del informe de diagnóstico², utilizando modelos reducido del sistema de transmisión en el software Plexos, que luego son implementados en una modelación de mayor detalle topológico en el software PLP.

² [Apéndice II del Informe de Diagnóstico 2023 - Plan de Obras de Generación 2022](#): Este informe presenta los escenarios de expansión del parque generador para el período 2023-2042, utilizados para el análisis técnico-económico de propuestas de expansión de la red de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión elaborada por el Coordinador.

Debido a que el análisis previo recomienda la nueva capacidad instalada de generación óptima para el SEN desde un punto de vista centralizado, en forma previa a la implementación en el Software PLP y con motivo de reflejar el interés de la industria, se adaptan los escenarios incorporando aquellos proyectos ingresados mediante el proceso de Acceso Abierto del cual está a cargo el Coordinador, que se relacionen con el plan de obras proyectado y que cuenten con un alto grado de concreción, encontrándose en alguna de las siguientes etapas de su aprobación:

1. Proyectos que ingresaron una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD) y cuentan con aprobación por parte del Coordinador.
2. Ingresaron una Solicitud de Autorización de Conexión (SAC) y cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.

En casos excepcionales se incluyeron proyectos de generación con menor grado de avance en el proceso de Acceso Abierto, pero que se encuentren vinculados a resultados favorables en el proceso de licitación de inmuebles del Ministerio de Bienes Nacionales.

4.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que propendan a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador definió en la PET 2023 los escenarios presentados en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2023.

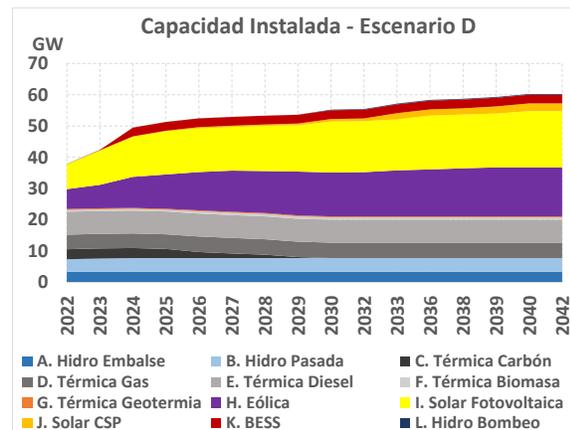
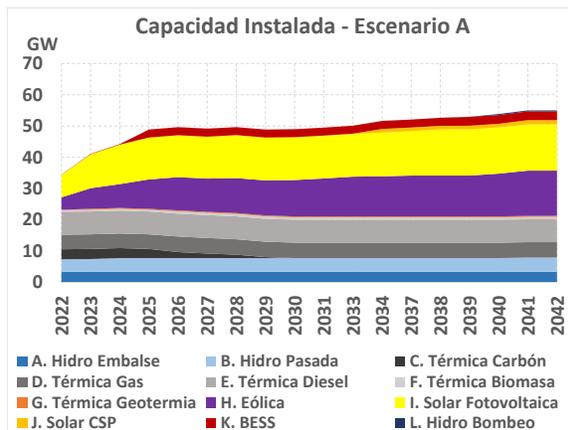
Combinatoria de supuestos		Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Transición Energética Año 2030		80% renovable	70% renovable	100% renovable	80% renovable	100% renovable
Retiro de unidades a carbón (PELP 2022)		Escenario 2030	Escenario 2035	Escenario 2030	Escenario 2030	Escenario 2030
Retiro de unidades térmicas		Retiro carbón 2030	Retiro carbón 2035	Sin fósiles 2030	Retiro carbón 2030	Sin fósiles 2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables (PELP 2022)	Solar	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo
	Eólico	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Costos de inversión sistemas de almacenamiento (Prospectiva 2022)	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Baterías	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo
Costos de inversión tecnologías convencionales (PELP 2022)	Bombeo hidráulico	Alto	Alto	Alto	Referencial	Referencial
	GNL	Referencial	Referencial	NA	Referencial	NA
	Reconversión Unidades a Carbón	Batería Carnot (x2)	Batería Carnot (x2)	Batería Carnot (x2)	Batería Carnot (x2)	Batería Carnot (x2)
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia	CSP desde 2027 + Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro	CSP desde 2027 + Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro	CSP desde 2027 + Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro	CSP desde 2027 + Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación desarrollo Transmisión Sur	CSP desde 2027 + Bombeo desde 2030 + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación desarrollo Transmisión Sur
Condensadores sincrónicos con volante de inercia y baterías de Litio	Desde 2025	Desde 2025				

Combinatoria de supuestos	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Costos de combustibles	Alto CEN-DPR				
Estadística hidrológica	Seca-10 años				
Demanda Energética	Media CEN	Media CEN	Media CEN	Alta CEN	Alta CEN

En relación con la descarbonización, se considera como base el cronograma oficial de retiro de unidades a carbón comprometidas para el período 2020-2025 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadoras, los anuncios oficiales de retiro de unidades publicados por los propietarios de manera posterior al cronograma inicial, y el anuncio oficial de reconversión de unidades a carbón de Engie, utilizando la mejor información disponible en junio de 2022.

4.2.2 RESULTADOS

En adición a la matriz de generación ya en operación, los escenarios de generación utilizados en el diagnóstico del sistema de transmisión y en esta propuesta, totalizan una potencia instalada entre 55,0 GW y 60,2 GW al año 2042. De modo ilustrativo, mediante la Figura 4-6 y la Figura 4-7 se presenta la capacidad instalada prevista entre los años 2022 y 2042. Los resultados del plan de obras de generación para todos los escenarios se encuentran detallados en el Apéndice II del informe de diagnóstico³.



³ [Apéndice II del Informe de Diagnóstico 2023 - Plan de Obras de Generación 2022](#): Este informe presenta los escenarios de expansión del parque generador para el período 2023-2042, utilizados para el análisis técnico-económico de propuestas de expansión de la red de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión elaborada por el Coordinador.



En el largo plazo, el modelo no recomienda mayor generación PV, porque no existen grandes aumentos de demanda eléctrica. Por tanto, no se requeriría BESS adicionales.

5 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

5.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL

La metodología empleada en el presente documento corresponde a la utilizada por el Coordinador en la elaboración de la Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN realizada anualmente, en conjunto con los criterios empleados para ello. Constituida en dos etapas:

- Metodología de análisis de la expansión de la transmisión nacional.
- Metodología de análisis de la expansión de la transmisión zonal.

La metodología de análisis de la expansión de la transmisión nacional describe el proceso aplicado para elaborar el diagnóstico del STN, el análisis del tratamiento hidrológico que justifica la cantidad de hidrologías empleadas en el análisis y finalmente los criterios usados para la evaluación de obras.

Por otro lado, la metodología de análisis de la expansión de la transmisión zonal contiene el proceso aplicado para desarrollar el diagnóstico del STZ, tanto para transformadores AT/MT, AT/AT y líneas de transmisión, así como los criterios empleados para asegurar el abastecimiento de la demanda del sistema de transmisión.

Estas metodologías se encuentran descritas y detalladas en el Apéndice IV del informe de diagnóstico 2023⁴.

⁴ [Apéndice IV del Informe de Diagnóstico 2023 - Metodología](#): Metodologías de Análisis de la Expansión de la Transmisión Nacional y Zonal.

6 RESUMEN DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La presente sección constituye un resumen del diagnóstico presentado en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”⁵, por lo que en dicho documento el lector puede encontrar mayor detalle con respecto a escenarios simulados e instalaciones analizadas.

6.1 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

6.2 ANÁLISIS DE CONGESTIONES

A nivel de congestiones se observa que las principales líneas afectadas corresponden a las instalaciones mostradas en la Tabla 6-1, junto con su nivel de congestión.

Tabla 6-1. Principales casos de probabilidad de congestión esperada en el SEN, escenario A.

Tramos de transmisión	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Crucero220->Kimal220 (Escenario D)								24%	19%	12%	10%	12%	13%	12%	13%	13%	13%	14%	15%
Encuentro220->Kimal220 (Escenario D)	1%	8%	8%				1%	11%	12%	13%	16%	18%	19%	18%	18%	20%	20%	22%	23%
NvaChuquicamata220->Kimal220										9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	19%	20%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220											1%	1%	1%	2%	2%	2%	4%	17%	18%
Miraje220->Encuentro220														10%	8%	8%	8%	9%	8%
Andes220->Likantantai220	9%	21%	25%	24%	29%	29%	28%	28%	29%	30%	29%	27%	26%	26%	26%	28%	31%	30%	30%
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500												1%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%
Parinas500->LosChangos500						3%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	3%	2%	3%
Parinas500->Parinas220		7%	14%	16%	3%	1%	1%	2%	2%	2%	3%	4%	5%	4%	4%	5%	6%	6%	6%
Illapa220->Cumbre220 (Escenario D)												5%	6%	5%	7%	7%	11%	18%	19%
NvaMaitencillo500->NvaMaitencillo220		1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	3%	3%
Polpaico500->NvaPAzucar500	13%	12%	16%	19%	14%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	4%	4%	6%
LoAguirre500->LoAguirre220						7%	9%	11%	13%	17%	28%	33%	37%	42%	47%	51%	58%	67%	69%
Rapel220->AltoMelipilla220	2%	3%	3%	2%	3%	2%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Charrua500->Charrua220A	3%	2%	4%	5%	8%	10%	12%	14%	15%	13%	8%	8%	8%	7%	9%	8%	6%	3%	2%
Charrua154->LosAngeles154	13%	11%	12%	12%	13%	12%	12%	13%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Charrua220->SantaClara220	21%	20%	20%	21%	23%	22%	22%	24%	26%	25%	25%	26%	26%	27%	27%	29%	32%	31%	32%
SantaClara220->Mulchen220	11%	7%	5%	5%	10%	11%	11%	16%	16%	15%	17%	17%	16%	18%	18%	20%	24%	22%	23%
Cautin220->Temuco220	3%	3%	12%	10%	10%	10%	10%	11%	12%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	16%	17%
Rahue220A->Pichirropulli220A	11%	11%	10%	10%	9%	9%	13%	11%	12%	10%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	7%

Las congestiones en el norte grande están influenciadas por la ubicación esperada de la generación prevista con tecnología solar fotovoltaica, pudiendo variar dependiendo de la ubicación con la cual se concreten los proyectos de generación o del complemento que estos proyectos tengan con sistemas de almacenamiento. También, existen congestiones con un mayor grado de certeza en su ocurrencia, más no de su intensidad, tales como son los casos de la línea 2x220 kV Andes – Likantantai, debido a la cantidad de ERV en operación y declaradas en construcción, o la línea 2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico, cuyas congestiones se observan en el presente debido a la sobreoferta en el norte. Con respecto a este último caso, es importante indicar que las congestiones de la línea

⁵ [Informe de Diagnóstico 2023](#)

2x500 kV Pan de Azúcar – Polpaico para el periodo 2022-2028, se resolverán a través de los proyectos de transmisión decretados “Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre” y “Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”.

Si bien, en las líneas ubicadas entre las subestaciones Kimal, Chuquicamata y Nueva Chuquicamata se detectan congestiones a partir del año 2033 debido al potencial eólico de dicha zona, el presente proceso de la Propuesta de Expansión de la Transmisión presenta obras que resuelvan dichas congestiones, debido a que se cuenta con tiempo suficiente que permita tener mayor certeza en los desarrollos en la zona sin poner en riesgo los plazos que dichas obras conlleven.

En cuanto a la zona centro del país el análisis advierte congestiones en el tramo de transformación S/E Lo Aguirre desde 500 kV a 220 kV el año 2029, posterior a la entrada en operación del proyecto “Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”, y de hasta un 3% del tiempo en la línea 2x220 kV Rapel – Seccionadora Alto Melipilla en dirección a la S/E Seccionadora Alto Melipilla a causa de las centrales generadoras existentes y previstas en dicha zona.

Con respecto a la zona centro-sur y sur el SEN, se esperan congestiones de hasta un 3% del tiempo en la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, hasta un 11% del tiempo en la línea 2x220 kV Rahue – Pichirropulli, hasta un 17% del tiempo en las líneas 2x220 kV Temuco – Cautín y 1x154 kV Charrúa – Los Ángeles, y de hasta un 32% del tiempo en el tramo 2x220 kV Mulchén – Santa Clara – Charrúa. Con excepción de las congestiones de la línea 2x220 kV Rahue – Pichirropulli, el origen de todas las congestiones observadas es el potencial eólico previsto en el sur del país.

6.3 ANÁLISIS DE RECORTES DE ERV

El análisis de los recortes de ERV en el Sistema Eléctrico Nacional se focaliza en el aprovechamiento de los recursos renovables variables en el SEN entregando una señal de localización, dividiendo el sistema de transmisión nacional en zonas. Debido a la cantidad de variables que participan en el análisis (centrales, tecnologías, zonas y años/meses), el estudio concentra parámetros y aborda los siguientes dos enfoques: de forma sistémica para los máximos recortes de ERV en potencia⁶ y por zonas para los máximos recortes de ERV en energía anual en determinadas zonas del sistema de transmisión. Además, dada la extensión del horizonte de análisis se utilizan años representativos

⁶ Corresponde al máximo valor de la suma por bloque de la potencia generada, disponible y recortada, por tecnología para los años mostrados.

que abarcan el mediano y largo plazo, al mismo tiempo de incorporar el año que considera los efectos de la entrada en operación del proyecto “Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”⁷.

Si bien el documento aborda el escenario A, los resultados del escenario D se presentan en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”⁸. Además, cabe señalar que dada la naturaleza de la resolución del problema matemático mediante programación dinámica dual estocástica, este no considera recorte en la generación renovable variable debidos a restricciones de corto plazo o restricciones aplicadas para la seguridad en la operación del SEN, advirtiendo recortes de ERV menores a los observados en la operación. No obstante, con excepción de casos puntuales, este último análisis escapa del principal objetivo de una propuesta de expansión del sistema transmisión de largo plazo.

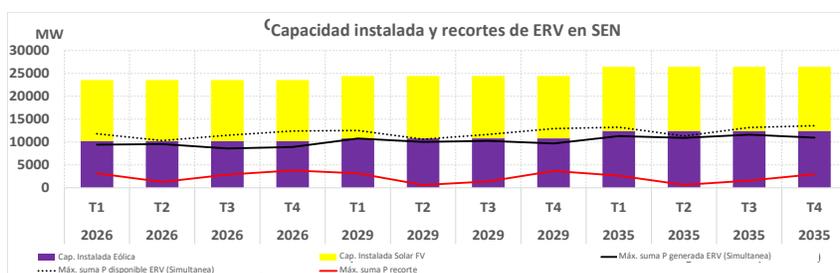


Figura 6-1. Capacidad instalada y máximos recortes de ERV en potencia por trimestre en SEN para hidrología media, Escenario A.

⁷ Corresponde a la suma de la energía recortada por tipo de tecnología por año y por zona del SEN. La asignación de las centrales a cada zona considera las transferencias de dichas centrales en sus flujos a la zona centro del SEN.

⁸ [Informe de Diagnóstico 2023](#)

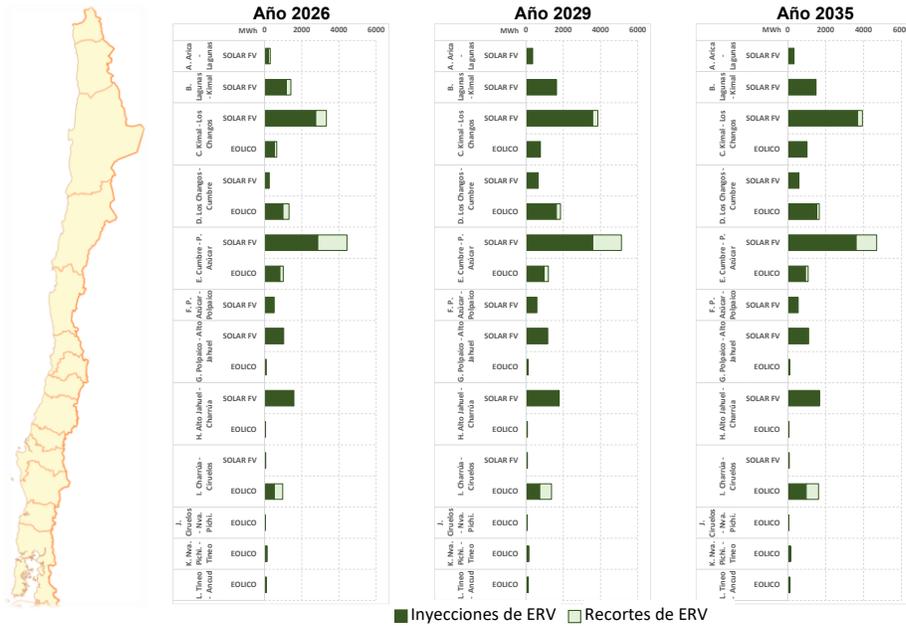


Figura 6-2. Recortes de ERV en energía por zona en el SEN, Escenario A.

A partir de las figuras es posible concluir que, pese al desarrollo de la transmisión, los recortes de ERV en potencia se mantienen relativamente constante para cada año. Esto se explica en que sumado al aumento en la capacidad de transmisión, existe un aumento en la capacidad instalada prevista en proyectos de tecnología solar fotovoltaica y eólica, siendo esta capacidad proporcional a la potencia disponible de dichos proyectos.

En cuanto los recortes de ERV en energía, tanto en el Norte Grande como en el Sur, existen obras de transmisión decretadas que permiten aumentar la inyección ERV y reducen los recortes de ERV de ERV, tales como son las obras Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, el Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre y la Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos Energizada en 220 kV. No obstante, en el Norte Chico, las obras en construcción o fijadas mediante decreto no logran reducir dichos recortes de ERV, sino que se mantiene en magnitud y proporción durante los años monitoreados. Esto último se ve reflejado en la zona comprendida entre las SS/EE Cumbre y Nueva Pan de Azúcar.

6.4 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

Por último, se realiza una revisión a los perfiles de costos marginales esperados. Esta representación permite constatar las zonas del sistema de transmisión que muestran algún descalce producto de congestiones y, por consiguiente, identificar la necesidad de realizar expansiones de la capacidad

de transmisión. Para este fin, considera como representativas las siguientes barras de norte a sur: Lagunas 220 kV, Kimal 500 kV, Cumbre 500 kV Nueva Pan de Azúcar 500 kV, Polpaico 500 kV, Alto Jahuel 500 kV, Charrúa 500 kV y Tineo 220 kV.

Los costos marginales presentados en las Figuras 6-3 y 6-4, se presentan en forma agrupada vía promedios anuales de los años elegidos, y considerando las 26 hidrologías, debido a que se utiliza el software PLP para las simulaciones que estiman el comportamiento del SEN en el largo plazo. En consecuencia, estos valores promedios no necesariamente son comparables con aquellos que aparece en la operación real del año 2022.

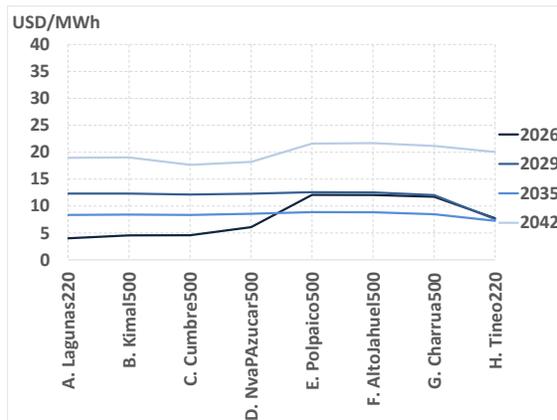


Figura 6-3. Costo marginal promedio anual, en horario diurno e hidrología seca, escenario A.

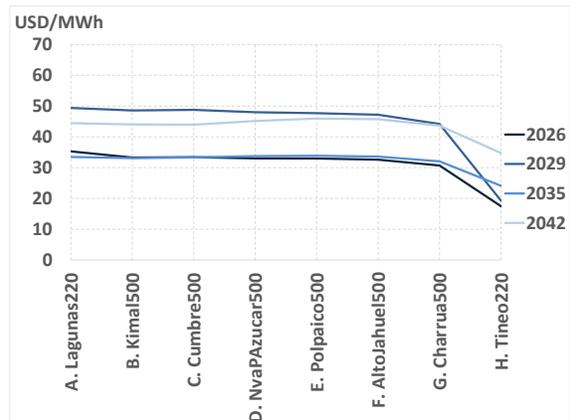


Figura 6-4. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno e hidrología seca, escenario A.

En horario diurno, con excepción del año 2026 se observa un comportamiento similar entre los costos marginales de las barras de referencia, Las diferencias marcadas para el año 2026 entre el Norte Grande y el centro del país (4,0 USD/MWh vs 12,6 USD/MWh), marcan un desacople producto de la generación solar en el norte del SEN, que luego se aplana con la entrada en operación del proyecto “Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre” (12,3 USD/MWh). Luego, en el largo plazo se alcanzan valores de hasta 21,6 USD/MWh en Polpaico 500 kV.

En horario diurno las congestiones a causa de generación en tecnología solar fotovoltaica se traducen en diferencias en el costo marginal entre la zona norte y centro. Se observa variaciones debido a los excedentes de generación al sur de S/E Charrúa, sobre todo en los años futuros por los excedentes de la generación eólica esperada en la zona sur (Año 2026: 25,0 USD/MWh).

En horario nocturno, no se observan congestiones que generen desacoples en los costos marginales, observándose un promedio en torno a 33 USD/MWh, excepto al sur de la S/E Charrúa debido al desarrollo esperado de generación eólica.

6.5 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

El análisis del sistema de transmisión zonal se separa en el diagnóstico de línea de transmisión de transformadores AT/AT y líneas de transmisión, que responden a un uso de demanda coincidente del sistema, y en el estudio de transformadores AT/AM que se determina su cargabilidad proyectada en función de las máximas demandas registradas de forma local. El diagnóstico es distribuido en 6 zonas, Arica – Diego de Almagro, Diego de Almagro – Quillota, Quinta, Región Metropolitana, Alto Jahuel – Charrúa y Charrúa – Chiloé.

A continuación, se presenta un resumen global del análisis de suficiencia de todas las instalaciones zonales. Por cada tipo de instalación se incorpora una figura que presenta los niveles de cargabilidad para el periodo 2022-2028, donde los siguientes colores: verde, amarillo, naranja y rojo, corresponde a los siguientes niveles de cargabilidad: <50%, entre 50% y 85%, entre 85% y 100% y >100%, respectivamente. La Figura 6-5 y la Figura 6-6 resumen el diagnóstico de líneas y transformadores AT/AT, mientras que la Figura 6-7 resume el diagnóstico de transformadores AT/MT.

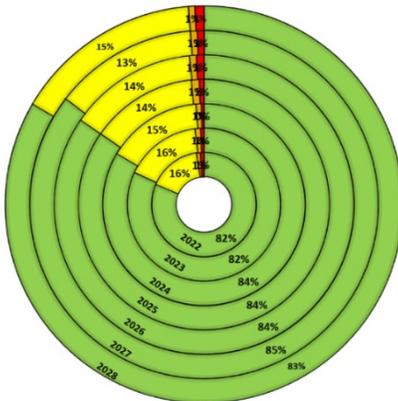


Figura 6-5. Evolución del estado de líneas de transmisión.

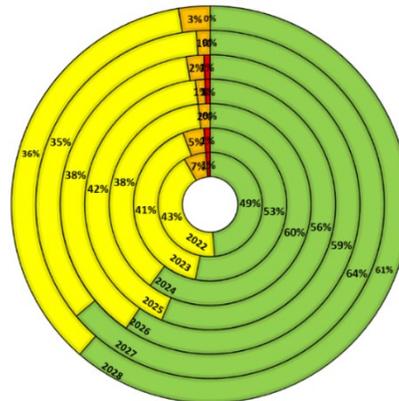


Figura 6-6. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2028 se identifica que 83% de las líneas presenta niveles de cargabilidad inferiores al 50%, el 15% se utiliza bajo el 85% de su capacidad, mientras que 11 líneas presentan niveles de cargabilidad superiores al 85% de su capacidad.

- Dentro de las líneas que presentan cargabilidades superiores al 85% se destacan 1x110 kV Mejillones – Guardiamarina, 1x110 kV Casas Viejas – Marbella, 1x33 kV Santa Elisa – Lajuelas 1x33 kV Lajuelas – Quilmo, 1x66 kV Rauquén – Curicó y 2x66 kV Lastarria – Loncoche.
- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2028 no se observan transformadores con cargabilidades sobre su capacidad nominal, sin embargo, se identifica que 4 transformadores presentan niveles de cargabilidad superiores al 85%.

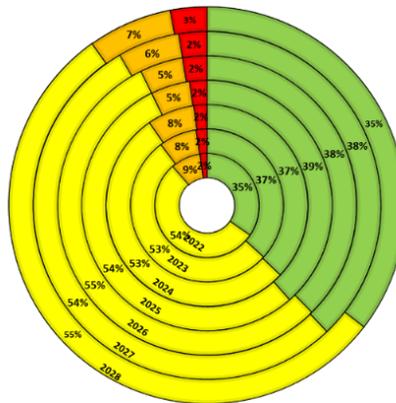


Figura 6-7. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

- Del universo de 538 transformadores AT/MT diagnosticados se identifica que al año 2028 37 transformadores presentan niveles de cargabilidad superior al 85% y 16 transformadores con niveles de cargabilidad superiores al 100%. Cabe destacar que en varios casos los niveles de uso de estos transformadores pueden ser disminuidos si se realizan medidas operativas a nivel de distribución.

También, se analiza el impacto que ocasiona la inyección de los pequeños medios de generación en las redes de transmisión zonal. El 11 de octubre de 2022, la CNE mediante la Res. Ex. N°776 que declara en construcción las instalaciones de generación y transmisión, aprueba un bloque de 2.376 MW asociados a proyectos PMGD entre los periodos 2021 a 2025. Este bloque de potencia, sumado a la potencia de centrales PMGD en operación, producirá en el corto plazo congestión en 65 transformadores y 22 líneas de la red de transmisión zonal.

La siguiente tabla muestra la evolución de las subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD, en el periodo comprendido entre mayo 2020 y noviembre 2022.

Tabla 6-2. Evolución subestaciones que presentan congestión por inyección de PMGD. Mayo 2020 a noviembre 2022.

Fecha emisión Informe Verificación de Congestión por Inyección de PMGD	Subestaciones informadas por empresas	Subestaciones que presentan transformador(es) con congestión
may-20	2	0
nov-20	5	0
may-21	8	0
nov-21	45	17
may-22	104	44
nov-22	135	58

Entre los casos con congestiones el Coordinador estima que en las siguientes 31 subestaciones existen transformadores que presentan congestiones debido a la inversión de flujos por centrales PMGD y que carecen de obras de apoyo decretadas que permitan evitar dicho problema, de tal forma que se reúnen las condiciones para analizar obras de expansión. Entre ellas se destaca en negrita tres subestaciones en las que también se ha detectado problemas de suficiencia en el diagnóstico de las instalaciones zonales mencionado en párrafos anteriores.

- S/E Alhué.
- S/E Bollenar.
- S/E Cabildo.
- S/E Cabrero.
- S/E Chacahuín.
- S/E Chimbarongo.
- **S/E Cocharcas.**
- S/E Diego de Almagro.
- S/E Duqueco.
- S/E El Monte.
- S/E Isla de Maipo.
- S/E La Manga.
- S/E Las Cabras.
- S/E Lebu.
- S/E Leyda.
- S/E Licantén.
- S/E Los Sauces.
- S/E Marchigüe.
- S/E Monte Patria.
- S/E Panguilemo.
- S/E Quereo.
- S/E Ranguilí.
- S/E Rauquén.
- S/E Rengo.
- S/E Retiro.
- S/E Salamanca.
- S/E Santa Rosa.
- **S/E Talca.**
- S/E Tap Off Dolores.
- **S/E Tres Esquinas.**
- S/E Vicuña.

7 PROPUESTAS

En este apartado se indican las obras propuestas para el proceso de expansión de la transmisión 2023, presentando el alcance de las obras. Los análisis que justifican las obras propuestas se encuentran en el Apéndice I.

Esta propuesta de expansión responde a las problemáticas identificadas al realizar el diagnóstico anual del sistema de transmisión, no obstante, en estudios previos a esta propuesta ya se identificaron necesidades de expansión que a la fecha no han sido resueltas por la Comisión Nacional de Energía, por lo que se destaca que un 22% de las obras incluidas en esta propuesta fueron presentadas con anterioridad y no fueron acogidas por el regulador. Por otro lado, es importante mencionar que este Coordinador mantiene vigente su recomendación de obras para el sistema de transmisión presentadas en el proceso de expansión de la transmisión 2022, ya que a la fecha de publicación de este informe la CNE aún no se ha manifestado al respecto.

7.1 OBRAS DE EXPANSIÓN

7.1.1 OBRAS NACIONALES

A continuación, se describen las obras de expansión nacional propuestas por el Coordinador.

7.1.1.1 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Kimal y Crucero y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Kimal – Crucero, que actualmente posee dos conductores por fase tipo ACAR 900 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1000 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado.

La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.1.2 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Miraje y Encuentro y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro, que actualmente posee dos conductores por fase tipo ACAR 700 MCM, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1000 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado. La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.1.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Andes – Likanantai

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Andes y Likanantai y así evitar congestiones que se esperan debido al potencial de energía renovable variable en la zona de subestación Andes.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de las líneas 2x220 kV Andes – Nueva Zaldívar, en el tramo comprendido entre la subestación Andes y la nueva subestación Likanantai (Monte Mina), que actualmente posee un conductor por fase tipo ACAR 1100 MCM, por un conductor de alta temperatura que permita una capacidad de transporte de al menos 660 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones,

comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado. La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.1.4 Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT + IM)

La obra tiene como objetivo minimizar la limitación de transmisión en subestación Seccionadora Lo Aguirre 500/220 kV, debido a los flujos de energía proveniente desde el norte del SEN, con foco en la influencia de la nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Esta obra permite aumentar el límite N-1 de los transformadores de la subestación Lo Aguirre desde 1000 MW a 1650 MW aproximadamente, permitiendo evitar congestiones en los flujos de 500 a 220 kV con la llegada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

El proyecto consiste en instalar un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA (3x250 MVA) en la S/E Lo Aguirre. La obra contempla la ampliación de las barras de 500 kV y 220 kV, además de considerar la extensión del terreno de la subestación al norte de la ubicación proyectada para el segundo banco de autotransformadores y la instalación de aquellas instalaciones necesarias para el banco de autotransformadores, tales como ampliación de módulos y ductos GIS, y paños de las unidades transformadores con su respectiva conexión a la unidad de reserva.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.1.5 Ampliación en S/E Entre Ríos (NTR AT/AT)

La obra tiene como objetivo aumentar la limitación de transmisión en el sentido sur – norte, impuesto por el transformador de Charrúa – Entre Ríos y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en instalar un segundo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA en la S/E Entre Ríos. En donde se contempla la incorporación de diagonales de conexión completamente equipadas diseñadas mediante tecnología GIS y la ampliación de ambas barras principales de los patios de 500 kV y 220 kV. Esta obra permite aumentar la limitación de transmisión impuesta por los transformadores de Charrúa y Entre Ríos de 2600 MW a 3200 MW aproximadamente

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.1.6 Aumento de Capacidad tramo 2x220 kV Charrúa – Mulchén

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Charrúa y Mulchén y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de las líneas 2x220 kV Charrúa – Santa Clara y 2x220 kV Santa Clara – Charrúa, que actualmente posee dos conductores por fase tipo AAAC Flint, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 1000 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado. La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.1.7 Nueva S/E Galvarino

La obra tiene como objetivo mejorar la seguridad del abastecimiento del Gran Concepción y contar con un sistema más resiliente para enfrentar adversidades.

El proyecto consiste en el seccionamiento de las líneas de transmisión 2x220 kV Charrúa – Santa María y 2x220 kV Lagunillas – Mapa justo en el cruce de ambas. La nueva subestación contempla un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con cuatro diagonales completas. Además, el proyecto debe contemplar la extensión de las barras para permitir el desarrollo de al menos dos diagonales adicionales para la conexión de futuros proyectos.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones. Para este caso, el análisis preliminar muestra la necesidad de utilizar una línea auxiliar con motivo del seccionamiento, situación que se ha incorporado en la correspondiente estimación del VI del proyecto.

Se propone que esta obra quede condicionada a que se vuelva a declarar desierta la obra “Aumento de Capacidad de Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, tramo Concepción – Hualpén” fijada en el DE N°185 de 2021 emitido por el Ministerio de Energía.

7.1.2 OBRAS ZONALES

A continuación, se presenta el conjunto de propuestas de expansión para los sistemas de transmisión zonal.

7.1.2.1 Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre la subestación Mejillones y el Tap Off Desalant, emplazados en la comuna de Mejillones y Antofagasta respectivamente, ambas pertenecientes a la región de Antofagasta, y así evitar las congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant, que actualmente posee un conductor por fase tipo AAAC 465.4 MCM, por un conductor de alta temperatura y baja flecha que permita una capacidad de transporte de al menos 150 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado. Para este caso, el análisis preliminar muestra la necesidad de utilizar una línea auxiliar con motivo del seccionamiento, situación que se ha incorporado en la correspondiente estimación del VI del proyecto.

7.1.2.2 Ampliación en S/E San Juan (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación San Juan, ubicada en la comuna de Coquimbo perteneciente a la región del mismo nombre, mediante el transformador TR3 66/13,8 kV- 15 MVA.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV de 15 MVA y la ampliación de las barras en ambos niveles de tensión con tal de generar posiciones de paño para la conexión del mencionado equipo. También, el proyecto contempla la normalización de la conexión de los paños de los transformadores existentes y acometidas de línea en la subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.2.3 Ampliación en S/E Quinquimo (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación Quinquimo, ubicada en la comuna de Papudo perteneciente a la región de Valparaíso, mediante el transformador 110/23 kV - 20 MVA.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 20 MVA y la ampliación de la barra en 23 kV, con el fin de ubicar el paño seccionador de barra, el paño del nuevo transformador y las posiciones para alimentadores futuros. También, el proyecto contempla la modificación de las acometidas de línea en la subestación para generar espacio para el nuevo transformador.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.2.4 Aumento de Capacidad línea 1x110 kV Casas Viejas – Marbella

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Casas Viejas y Marbella, emplazadas en la comuna de Zapallar y Puchuncavi respectivamente ambas pertenecientes a la región de Valparaíso, y así evitar las congestiones que se visualizan en el mediano plazo.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x110 kV Marbella – Casas Viejas, que actualmente posee un conductor por fase tipo Cu 2/0 AWG, por un conductor de alta temperatura y baja flecha que permita una capacidad de transporte de al menos 74 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones, para lo cual se podría utilizar una línea auxiliar en parte del trazado. Para este caso, el análisis preliminar muestra la necesidad de utilizar una línea auxiliar con motivo del seccionamiento, situación que se ha incorporado en la correspondiente estimación del VI del proyecto.

7.1.2.5 Nueva línea 2x110 kV San Bernardo – Malloco

La obra tiene como objetivo mejorar la seguridad del abastecimiento a los consumos que se conectan en S/E Malloco, ubicada en la comuna de Peñaflores perteneciente a la Región Metropolitana, y contar con un sistema más resiliente ante fallas en el sistema de transmisión.

El proyecto consiste en el trazado de una nueva línea de doble circuito con capacidad de al menos 120 MVA por circuito a 35°C con sol, la que reemplazará a la línea de simple circuito existente. La nueva línea requiere conectarse a cada sección de barra de S/E San Bernardo 110 kV y en S/E Malloco se requiere la ampliación de la barra de 110 kV para la conexión de la nueva línea en secciones de barras independientes. La ampliación de la barra de 110 kV de S/E Malloco deberá considerar incluir espacio adicional suficiente para la ampliación en 2 posiciones más, con la finalidad de una redistribución de los transformadores por cada sección de barra.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones. La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.2.6 Aumento de capacidad tramo 2x110 kV Tap La Reina – Florida

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Tap La Reina y Florida, emplazadas en las comunas de Peñalolén y La Florida respectivamente, ambas pertenecientes a la región Metropolitana, y así evitar congestiones en condición N-1 cuando entre en servicio la nueva S/E Baja Cordillera.

El proyecto consiste en el cambio de conductor de las líneas 2x110 kV Los Almendros – Florida, en el tramo comprendido entre la subestación Tap La Reina y la Florida, que actualmente posee un

conductor por fase tipo Cu 300 MCM, a reemplazar por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 350 MVA a 35° con sol. Además, el proyecto considera el reemplazo de todo equipamiento primario necesario para cumplir con la nueva capacidad.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. La sensibilidad de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.2.7 Aumento de Capacidad en S/E Cachapoal (NTR ATMT) más el aumento de capacidad de línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal.

La obra nace de la necesidad de mantener el suministro luego de haberse efectuado los análisis de suficiencia y seguridad, para los transformadores de esta instalación y la línea adyacente 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal, instalaciones ubicadas en la comuna de Rancagua perteneciente a la Región de O'Higgins.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/15 kV – 30 MVA sumado al aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal a 90 MVA. Finalmente se debe indicar que esta solución considera las características de la red de distribución del entorno, considerando los puntos de apoyo en este nivel de tensión que presentan las instalaciones Tuniche, Alameda y Machalí.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones. La sensibilidad del uso de una línea auxiliar se realizará con motivo del informe complementario de la PET 2023.

7.1.2.8 Aumento de Capacidad en S/E San Rafael (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E San Rafael mediante el transformador TR1 66/13,8 kV- 16 MVA. Esta instalación está ubicada en la comuna de San Rafael perteneciente a la región del Maule.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV de 25 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

7.1.2.9 Aumento de Capacidad en S/E Talca (RTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Talca mediante el transformador TR3 66/13,8 kV- 10 MVA. Esta instalación está ubicada en la comuna de Talca perteneciente a la región del Maule.

El proyecto consiste en el reemplazo del equipo TR3 66/13,8 kV de 10 MVA por una unidad de 20 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

7.1.2.10 Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas. (RTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Tres Esquinas mediante el transformador TR3 66/13,8 kV- 10 MVA. La S/E Tres esquinas se ubica en la comuna de Bulnes, región del Ñuble. El análisis mencionado, considera la información proporcionada por la empresa COPELEC en carta DE02919-22.

El proyecto consiste en el reemplazo del equipo TR2 66/13,8 kV de MVA por una unidad de 25 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Sin perjuicio de la obra propuesta, se recomienda realizar este proyecto vía artículo 102° de la LGSE.

7.1.2.11 Aumento de Capacidad en S/E Cocharcas. (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Cocharcas mediante el transformador TR 66/13,8 kV- 12 MVA (COPELEC). La subestación Cocharcas se ubica en la comuna de Bulnes perteneciente a la región de Ñuble. El análisis mencionado, considera la información proporcionada por la empresa COPELEC en carta DE02919-22.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV de 30 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Sin perjuicio de la obra propuesta, se recomienda realizar este proyecto vía artículo 102° de la LGSE.

7.1.2.12 Aumento de Capacidad en S/E Santa Elisa (RTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Santa Elisa mediante el transformador TR2 33/23 kV de 4 MVA. La subestación Santa Elisa se ubica en la comuna de Chillán Viejo perteneciente a la región de Ñuble. El análisis mencionado, considera la información proporcionada por la empresa COPELEC en carta DE02919-22.

El proyecto consiste en el reemplazo del equipo TR2 33/23 kV de 4 MVA por una unidad de 16 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Sin perjuicio de la obra propuesta, se recomienda realizar este proyecto vía artículo 102° de la LGSE.

7.1.2.13 Nueva S/E Chillán 220/66 kV – 90 MVA más Nueva Línea 1x220 kV – 150 MVA Entre Ríos –Chillán (NTRATAT)(NLTX)

La obra nace de la necesidad de otorgar infraestructura de transmisión para la región de Ñuble principalmente a las comunas de Diguillín y parte de la comuna de Punilla, con el objetivo de abordar el crecimiento de la región en el largo plazo (suficiencia y holguras). Por lo anterior se busca disponer de un nuevo punto de abastecimiento para la zona de Chillán, tal que no dependa de S/E Charrúa.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación 220/66 kV 90 MVA con espacio para un futuro desarrollo 66/MT kV. Junto a lo anterior, se propone la construcción de una línea de transmisión 220 kV, 150 MVA a 35 °C con una extensión de 50 km aproximadamente

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.2.14 Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Coronel, ubicada en la comuna de Coronel perteneciente a la región del Biobío, mediante el transformador 66/15 kV de 9 MVA.

El proyecto consiste en el reemplazo del equipo de transformación 66/15 kV de 9 MVA por una nueva unidad de 30 MVA. En cuanto al patio de 154 kV, se contempla la construcción de una nueva barra de transferencia para conectar los cinco paños existentes.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.2.15 Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación S/E Cañete, ubicada en la comuna de Cañete perteneciente a la región del Biobío, mediante el transformador 66/23 kV de 16 MVA.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de 16 MVA y la ampliación de la barra en 23 kV, para cuatro posiciones, con el fin de ubicar el paño seccionador de barra, el paño del transformador antes mencionado y dos posiciones para alimentadores futuros. En cuanto al patio de 66 kV, se debe ampliar en una posición para permitir la conexión del nuevo transformador.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.2.16 Tendido segundo circuito de la línea 2x2200 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV.

La obra nace de la necesidad de liberar futuras congestiones previstas debido a desarrollo de energía renovable en la zona sur de la isla de Chiloé. Las subestaciones Gamboa y Chonchi se encuentran emplazadas en las comunas de Castro y Chonchi respectivamente, ambas pertenecientes a la región de Los Lagos.

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV que actualmente se encuentra en ejecución. La capacidad del circuito deberá ser de, a lo menos, 90 MVA. El proyecto incluye los respectivos paños de línea en las subestaciones Gamboa y Chonchi, para lo cual se debe contemplar las ampliaciones necesarias en ambas subestaciones. Esta obra contempla la extensión de barra y plataforma de la S/E Chonchi de forma de contar con espacio para, al menos dos posiciones adicionales, donde una es para el paño de línea asociado a este proyecto, así mismo considera la extensión de las barras de la S/E Gamboa tal de contar con espacio para, al menos una diagonal adicional, para la conexión del proyecto.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones,



comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

7.1.3 OBRAS POR PMGD

En esta sección se da cuenta del impacto ocasionado por la inyección de los pequeños medios de generación PMGD en las redes de transmisión zonal y las obras propuestas por el Coordinador con el fin de liberar congestión ocasionada por flujo inverso indicadas en la Tabla 7-1, obtenidas del estudio de “Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”⁹ realizado por el Coordinador en noviembre del año 2022. Es importante de mencionar que los análisis de requerimiento de líneas de transmisión zonal asociadas a los transformadores individualizados en la siguiente tabla se realizarán en el Informe Complemento a la propuesta 2023.

Tabla 7-1. Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.

N°	Obra Propuesta	Cap.[MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr.[meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en la S/E Diego de Almagro 110/13,8/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	5,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
2	Ampliación en la S/E Monte Patria TR1 66/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
3	Ampliación en la S/E Monte Patria TR2 66/13,2 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
4	Ampliación en la S/E Tap Off Dolores 110/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
5	Ampliación en la S/E Cabildo 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

⁹ [Congestionamientos por Inyección de PMGD](#): Estudio realizado por el Coordinador de manera semestral, considerando los resultados obtenidos por los diferentes estudios realizados por los PMGD de acuerdo con lo indicado en el artículo 2-25 de la NTCO, que contemple sólo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó y comunicó la existencia de posibles congestiones, producto de inyecciones de PMGD.

N°	Obra Propuesta	Cap.[MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr.[meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
6	Ampliación en la S/E Vicuña 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
7	Ampliación en la S/E Salamanca 110/23-13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
8	Ampliación en la S/E Leyda 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
9	Ampliación en la S/E La Manga 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
10	Ampliación en la S/E El Monte 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
11	Ampliación en la S/E Santa Rosa 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
12	Ampliación en la S/E Bollenar 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
13	Ampliación en la S/E Alhué 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
14	Ampliación en la S/E Isla de Maipo 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
15	Ampliación en la S/E Quereo 110/23 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	2,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
16	Ampliación en la S/E Rengo 66/15,3 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
17	Ampliación en la S/E Las Cabras 66/23 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
18	Ampliación en la S/E Ranguilí 66/13,8 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	1,5	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
19	Ampliación en la S/E Chimbarongo 66/15 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	1,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

N°	Obra Propuesta	Cap.[MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr.[meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
20	Ampliación en la S/E Rauquén 66/15 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
21	Ampliación en la S/E Licantén 66/23 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
22	Ampliación en la S/E Panguilemo 66/13,8 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
23	Ampliación en la S/E Marchigüe 66/13,8 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	2,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
24	Ampliación en la S/E Tres Esquinas 66/13,8 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
25	Ampliación en la S/E Retiro 66/13,2 kV	12	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
26	Ampliación en la S/E Chacahuín 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
27	Ampliación en la S/E Cocharcas 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
28	Ampliación en la S/E Talca 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
29	Ampliación en la S/E Cabrero 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
30	Ampliación en la S/E Lebu 66/13,8 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
31	Ampliación en la S/E Duqueco 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
32	Ampliación en la S/E Los Sauces 66/23 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

8 RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

A modo de síntesis y conclusión de Expansión de la Transmisión realizado por el Coordinador, la Tabla 8-1, Tabla 8-2 y Tabla 8-3 contienen las obras nacionales y zonales que se requiere ejecutar durante los próximos años. Cabe destacar que para las valorizaciones línea, el Coordinador se encuentra desarrollando criterios que permitan incorporar el costo de tendidos auxiliares, con el fin de viabilizar la ejecución de los proyectos, minimizando las desconexiones. Si bien este es un análisis caso a caso, que se concluirá en el informe complementario, a la fecha se ha incluido este costo en tres proyectos, dos de ellos líneas zonales de simple circuito en 110 kV y en un seccionamiento de 220 kV.

8.1 OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 8-1. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Nacional.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero	1000	10,5	2028	Inmediata	Nacional	24	8,5	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Kimal – Crucero	Ampliación
2	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro	1000	16,3	2028	Inmediata	Nacional	24	18,9	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Miraje – Encuentro	Ampliación
3	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Andes – Likanantai	660	33	2028	Inmediata	Nacional	24	13,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Andes – Likanantai	Ampliación
4	Aumento capacidad S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT 500/220 kV)	750	-	2028	Inmediata	Nacional	24	34,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evita sobrecarga de transformadores en condición N-1, y ante la llegada de la línea HVDC.	Ampliación
5	Aumento de Capacidad S/E Entre Ríos (NTR ATAT 500/220 kV)	750	-	2028	Inmediata	Nacional	24	33,7	Suficiencia	Evita congestión de S/E Charrúa 500/220 kV	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
6	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén	1000	70	2028	Inmediata	Nacional	24	47,4	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Charrúa – Mulchén	Ampliación
7	Nueva S/E Galvarino	-	-	2028	Inmediata	Nacional	24	17,6	Seguridad y Resiliencia Gran Concepción	Otorga seguridad N-1 a las líneas que abastecen el gran Concepción.	Nueva

8.2 OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 8-2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Transmisión Zonal.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Mejillones – Tap Off Desalant	150	53	2029	Inmediata	Zonal	36	8,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
2	Ampliación en S/E San Juan	15	-	2028	Inmediata	Zonal	24	2,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
3	Ampliación en S/E Quinquimo	20	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
4	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Casas Viejas – Marbella	74	8,9	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
5	Aumento de capacidad tramo 2x110 kV Tap La Reina – Florida a 350 MVA	350	10	2028	Inmediata	Zonal	24	11,6	Seguridad	Otorga seguridad al tramo a los clientes de las SE Los Andes y La Reina	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
6	Nueva Línea 2x110 kV San Bernardo – Malloco	117	14	2029	Inmediata	Zonal	52	15,7	Seguridad	Otorga seguridad al tramo a los clientes de la zona Malloco - Peñaflores	Nueva
7	Aumentos de Capacidad en S/E Cachapoal y línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal	30 TR 90 LT	5	2029	Inmediata	Zonal	36	5,7	Suficiencia	Evita congestión S/E Cachapoal	Ampliación
8	Aumento de Capacidad en S/E San Rafael	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,9	Suficiencia	Evita congestión S/E San Rafael	Ampliación
9	Aumento de Capacidad en S/E Talca	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Talca	Ampliación
10	Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas	25	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	2,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Tres Esquinas. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación
11	Aumento de Capacidad en S/E Cocharcas COPELEC	30	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Evita congestión S/E Cocharcas. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación
12	Aumento de Capacidad en S/E Santa Elisa	16	-	2028	Artículo 102°	Zonal	24	3,6	Suficiencia	Evita congestión S/E Santa Elisa. Se recomienda ir por 102°.	Ampliación
13	Nueva S/E Chillán más Nueva Línea 1x220 kV –Entre Ríos –Chillán	90 TR 300 LT	21	2031	Inmediata	Zonal	52	24,5	Seguridad	Fortalecer zona Ñuble	Nueva
14	Tendido 2do circuito de línea 1x220 kV Gamboa – Chonchi	90	18	2028	Inmediata	Zonal	24	6,8	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestionamientos Tramo Gamboa – Chonchi	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
15	Ampliación en S/E Cañete	16	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
16	Ampliación en S/E Coronel	30	-	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

Tabla 8-3. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2023 Obras por congestión PMGD.

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en la S/E Diego de Almagro 110/13,8/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	5,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
2	Ampliación en la S/E Monte Patria TR1 66/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
3	Ampliación en la S/E Monte Patria TR2 66/13,2 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
4	Ampliación en la S/E Tap Off Dolores 110/23 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	3,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
5	Ampliación en la S/E Cabildo 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
6	Ampliación en la S/E Vicuña 110/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
7	Ampliación en la S/E Salamanca 110/23-13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
8	Ampliación en la S/E Leyda 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
9	Ampliación en la S/E La Manga 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
10	Ampliación en la S/E El Monte 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
11	Ampliación en la S/E Santa Rosa 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
12	Ampliación en la S/E Bollenar 110/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
13	Ampliación en la S/E Alhué 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
14	Ampliación en la S/E Isla de Maipo 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,8	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
15	Ampliación en la S/E Quereo 110/23 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	2,6	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
16	Ampliación en la S/E Rengo 66/15,3 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
17	Ampliación en la S/E Las Cabras 66/23 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
18	Ampliación en la S/E Ranguilí 66/13,8 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	1,5	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
19	Ampliación en la S/E Chimbarongo 66/15 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	1,9	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
20	Ampliación en la S/E Rauquén 66/15 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

N°	Obra Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI [MMUSD]	Justificación obra	Comentario	Tipo de Obra
21	Ampliación en la S/E Licantén 66/23 kV	10	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
22	Ampliación en la S/E Panguilemo 66/13,8 kV	15	2028	Inmediata	Zonal	24	3,1	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
23	Ampliación en la S/E Marchigüe 66/13,8 kV	20	2028	Inmediata	Zonal	24	2,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
24	Ampliación en la S/E Tres Esquinas 66/13,8 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
25	Ampliación en la S/E Retiro 66/13,2 kV	12	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
26	Ampliación en la S/E Chacahuín 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
27	Ampliación en la S/E Cocharcas 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
28	Ampliación en la S/E Talca 66/13,8 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	2,4	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
29	Ampliación en la S/E Cabrero 66/23 kV	25	2028	Inmediata	Zonal	24	3,7	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
30	Ampliación en la S/E Lebu 66/13,8 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
31	Ampliación en la S/E Duqueco 66/23 kV	30	2028	Inmediata	Zonal	24	4,2	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación
32	Ampliación en la S/E Los Sauces 66/23 kV	16	2028	Inmediata	Zonal	24	3,3	Congestión por PMGD	Liberar congestión por flujo inverso	Ampliación

9 RECOMENDACIÓN DE DESARROLLO DE OBRAS URGENTES

El desarrollo de una obra de transmisión conforme al proceso regular de expansión de la red descrito en la LGSE, que incluye el procedimiento de planificación de la transmisión y licitación de una obra, contempla tiempos de ejecución que pueden ser incompatibles con las necesidades de expansión del sistema. Por tal motivo, el artículo 102° de la LGSE otorga un camino alternativo para desarrollar una obra de expansión con el propósito de atender necesidades urgentes en plazos acotados. En este sentido, es que en el presente capítulo se exponen las obras de expansión que se recomiendan realizar vía artículo 102° debido a imprevistos en la licitación de obras.

Las obras declaradas desiertas pueden generar un desajuste entre la planificación y la necesidad de una obra, por lo que es inevitable monitorear cada una de estas obras en virtud de detectar el efecto de su retraso sobre el sistema de transmisión. En este sentido es que se lleva a cabo un análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión, licitadas durante el año 2022, con el propósito de evaluar el impacto de éstas en la suficiencia y seguridad de servicio del sistema. El resultado se presenta en la Tabla 9-1, cual contiene el listado de obras en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102° o volver a licitar.

Tabla 9-1. Estado de obras desiertas y recomendación.

Nombre Obra Desierta	Motivo	Relicitada	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Recomendación
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Sin Ofertas	Sí	Suficiencia	Efecto en suficiencia. Línea alcanza 100% de cargabilidad el 2025.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro –Quillota	Sin Ofertas	Sí	Seguridad	Afecta seguridad. Debido a salida de centrales a carbón zona quinta.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)	Oferta supera VI	Sí	Suficiencia	Suficiencia S/E Quilpué Riesgo de abastecimiento al año 2024.	Se recomienda realizar vía art. 102°

Nombre Obra Desierta	Motivo	Relicitada	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Recomendación
Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT)	Oferta supera VI	Sí	Suficiencia	Efecto en suficiencia. TR1 S/E Balandras llega al 100% de cargabilidad el 2024.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Ampliación en S/E Pucón (NBC AT)	Oferta supera VI	Sí	Calidad de Servicio	Efecto en Seguridad y Calidad del Servicio. Problemas de regulación de tensión.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Sin Ofertas	No	Suficiencia	No afecta suficiencia, pero si afecta seguridad.	Se recomienda relícitar
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción –Hualpén	Desc. técnica	No	Seguridad	Efecto en seguridad. Debido a salida de centrales a carbón zona Concepción. Se requiere una vez que salga de servicio Bocamina II.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nva Maitencillo – P. Colorada	Oferta supera VI	No	Eficiencia Operacional	Evita congestiones de transmisión, favoreciendo el desarrollo de generación renovable en la zona.	Se recomienda relícitar
Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Oferta supera VI	No	Suficiencia	No afecta suficiencia- S/E isla Maipo llega al 75% de cargabilidad conjunta el 2025.	Se recomienda relícitar
Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	Oferta supera VI	No	Suficiencia	Efecto en suficiencia y seguridad - S/E Las Cabras llega al 89% de cargabilidad conjunta el 2025.	Se recomienda relícitar
Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis –Hualañé	Oferta supera VI	No	Suficiencia	No afecta suficiencia. Transformador alcanza 95% de cargabilidad el 2029. Transformadores del entorno alcanza capacidad nominal el 2028.	Se recomienda relícitar

Nombre Obra Desierta	Motivo	Relicitada	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Recomendación
Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	Oferta supera VI	No	Suficiencia	Efecto en suficiencia y seguridad - S/E Panguilemo llega al 90% de cargabilidad conjunta el 2025.	Se recomienda relícitar
Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	Sin Ofertas	No	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Sin Ofertas	No	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Se recomienda realizar vía art. 102°
Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Sin Ofertas	No	Suficiencia	Riesgo de abastecimiento al año 2025.	Se recomienda realizar vía art. 102°

Cabe indicar que aun cuando hay proyectos que se recomienda desarrollarse vía artículo 102°, en caso de no haber interesados se deben relícitar los proyectos desiertos en su primer llamado.

10 ANÁLISIS DE MONITOREO DE LÍNEAS

En el marco de la transición energética y el proceso de descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional se presentan variados desafíos para mantener la operación acorde con la seguridad y calidad del suministro y los estándares exigidos por la normativa.

Los equipos de monitoreo dinámico de la capacidad de transmisión de las líneas, Dynamic Line Rating en inglés, permiten determinar en tiempo real la capacidad de las líneas de transmisión, la cual depende de las condiciones ambientales a las que se someten éstas. Con ellos, es posible optimizar el uso de las líneas de transmisión que regularmente son operadas a menor capacidad, debido a los márgenes de seguridad que se toman para calcular la capacidad de éstas, al no monitorear las condiciones ambientales bajo las cuales operan las líneas. Además de medir la capacidad dinámica de la línea, se emplean métodos de pronóstico que permiten predecir la capacidad dinámica de las líneas, de tal forma que se realice una operación segura de ellas.

A fines del año 2022, el Coordinador terminó un estudio que tuvo como propósito identificar líneas candidatas al monitoreo con DLR y realizar una propuesta de implementación, abordándose aspectos como, recomendar una tecnología de monitoreo, verificar la correlación entre capacidad dinámica y uso de la línea, recomendar una metodología para la ubicación de quipos DLR, valorizar los DLR, etc. Este estudio y sus recomendaciones se espera publicar durante el primer semestre de 2023.

Las líneas a monitorear se determinaron en función de diagnóstico del sistema de transmisión desarrollado para la propuesta de expansión 2022, siendo estas las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cautín, 2x220 kV Andes – Likanantai, 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico, 2x220 kV Rapel - Alto Melipilla y 1x66 kV Los Buenos Aires – Negrete.

En cuanto al efecto de monitorear dichas líneas de transmisión, se identifica que la capacidad estática, calculada conforme a la norma IEEE std. 738 212 con una temperatura ambiente de 25°C, es inferior a la capacidad dinámica prácticamente durante el 96% del tiempo para las líneas analizadas. De la Figura 10-1 a la Figura 10-5. se muestra, para cada una de las líneas una comparación entre la capacidad estática y dinámica estimada para un año tipo.

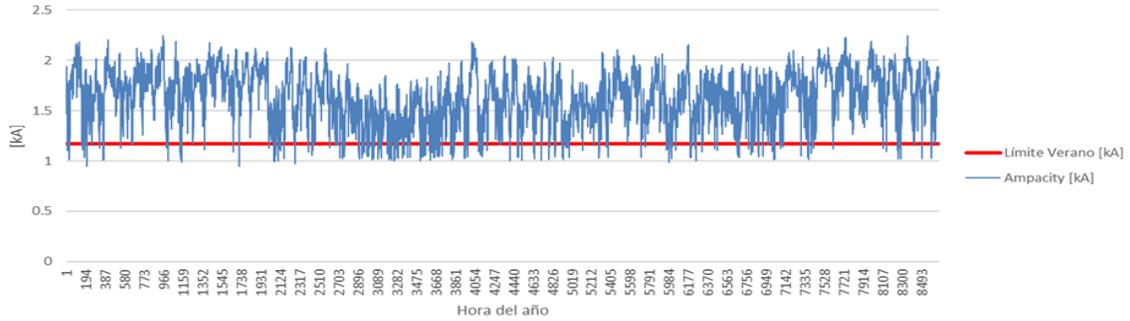


Figura 10-1. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín.

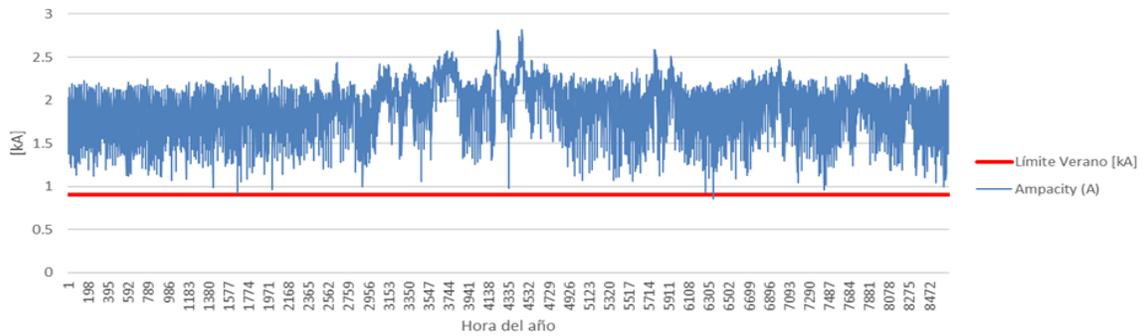


Figura 10-2. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Andes - Likanantai.

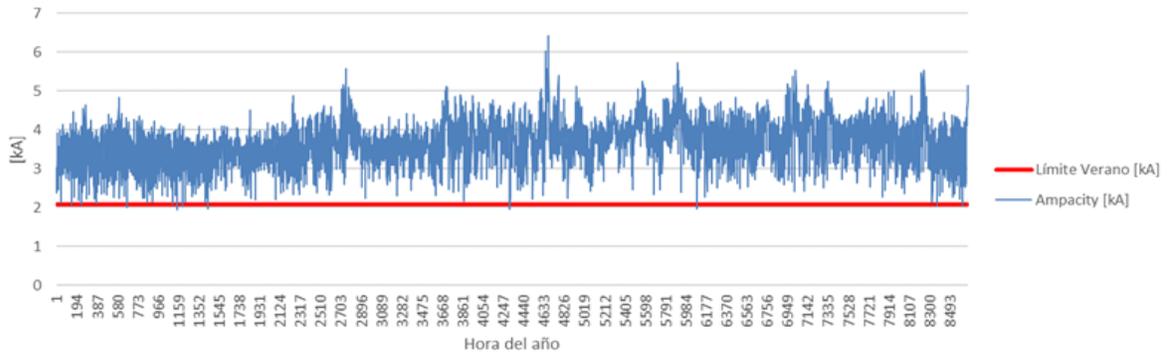


Figura 10-3. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico.

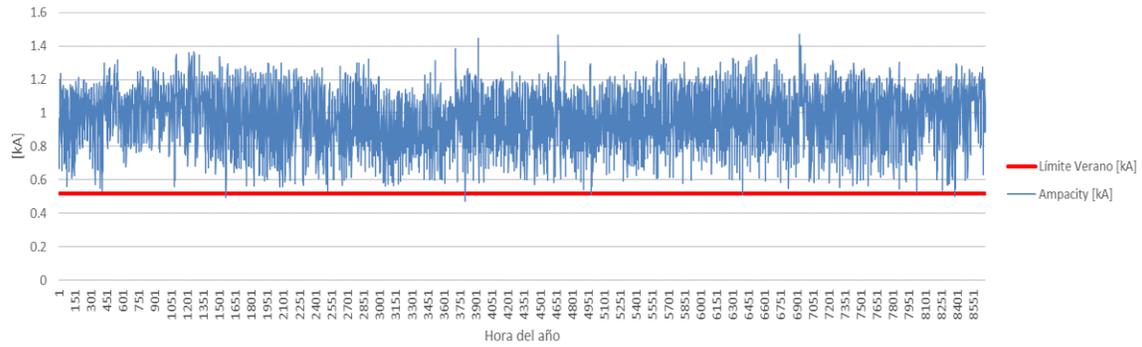


Figura 10-4. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla.

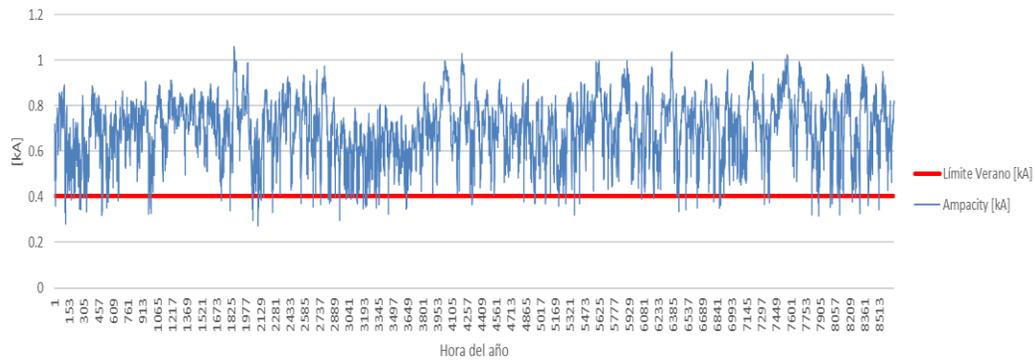


Figura 10-5. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Los Buenos Aires - Negrete.

En vista de que los límites de transmisión son frecuentemente superiores a la capacidad estática de la línea y que en distintos estudios se ha identificado futuras congestiones en las líneas candidatas, resulta adecuado establecer mecanismo para desarrollar este tipo de proyecto y buscar su forma de implementación, como tecnología de DLR, metodología para la ubicación óptima de DLR y arquitectura para la adquisición de datos.

11 ANÁLISIS COMPROMETIDOS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO 2023

De conformidad con el DS N°37 de 2022, que Aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el Coordinador podrá actualizar, complementar o corregir su propuesta de expansión anual dentro del plazo de treinta días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión por parte de los promotores. Con este motivo, a continuación se indican aquellos análisis complementarios que se planean evaluar para dicha oportunidad:

- Análisis de entorno de zona de S/E Kimal para reducir congestiones por inyección de centrales ERV.
- Tercer transformador 500/220 kV en S/E Polpaico. Similar al requerimiento de transformación en S/E Lo Aguirre, debido a la potencia inyectada en 500 kV por la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.
- Análisis de costo – beneficio de expansión de transmisión de línea 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla. Análisis que evaluará la capacidad en transmisión, considerando la alta inyección en la zona de proyectos de ERV.
- Apoyo a la transformación AT/AT y AT/MT en la Región Metropolitana al año 2030. Análisis de reconfiguración del anillo 110kV – 220 kV.
- Apoyo a suficiencia de las SS/EE Quilpué, San Antonio, Algarrobo Norte, Las Arañas, Quinta de Tilcoco y Marchigüe.
- Análisis de costo – beneficio para aumento de capacidad de línea 1x154 kV Charrúa – Los Ángeles.
- Análisis de proyectos de generación en Zona Longaví y propuesta de soluciones para el sistema de transmisión de la zona.
- Análisis de requerimiento de suficiencia de líneas de transmisión zonal debido a la inyección de PMGD.
- Sensibilización del análisis de incorporación de una línea auxiliar en proyectos de líneas de transmisión.



12 APÉNDICES

12.1 APÉNDICE I – ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS

12.2 APÉNDICE II - RESPUESTA A OBSERVACIONES