

COMPLEMENTO A LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2023

5 de julio 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
Cristian Clavería H.	Jefe de Departamento de Ingeniería y Diseño
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Marco Chacon S.	Jefe de Proyecto Departamento Control y Supervisión de Proyectos
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Philip Guerra N.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
César Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cristóbal Guzmán F.	Ingeniero de Estándares y Normativa
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

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

INDICE

INDICE DE FIGURAS.....	5
INDICE DE TABLAS	6
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	7
1 RESUMEN EJECUTIVO	8
2 INTRODUCCIÓN	17
3 OBJETIVOS Y ALCANCE	19
3.1 OBJETIVOS.....	19
3.2 ALCANCE	19
4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	20
5 OBRAS DE EXPANSIÓN PROPUESTAS	21
5.1 OBRAS NACIONALES	21
5.1.1 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN ESTÁTICA DE POTENCIA REACTIVA EN S/E PARINACOTA.....	21
5.1.2 TERCER BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV EN S/E POLPAICO	22
5.1.3 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV EN S/E LO AGUIRRE	23
5.2 OBRAS ZONALES	24
5.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA ECLIPSE 154/66 kV Y AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CHACAHUÍN	24
5.2.2 NUEVA S/E NUEVA CHILLÁN 220/66 kV – 90 MVA Y NUEVA LÍNEA 2x220 kV – 200 MVA ENTRE RÍOS – CHILLÁN 25	
5.2.3 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LAS ARAÑAS	26
5.2.4 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E QUINTA DE TILCOCO	27
5.2.5 NUEVA S/E CHACALITO EN ZONA LONGAVÍ.....	28
6 OTROS ESTUDIOS Y PROPUESTAS REALIZADAS POR EL COORDINADOR.....	30
6.1 ESTUDIO ENTORNO S/E KIMAL Y VERIFICACIÓN RECC POR ENLACE HVDC	30

6.1.1	ENTORNO S/E KIMAL	30
6.1.2	VERIFICACIÓN RAZÓN EFECTIVA DE CORTOCIRCUITO (RECC) ENLACE HVDC KIMAL – LO AGUIRRE.....	30
6.2	PROPUESTA DE OBRAS CONDICIONADAS A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 157.....	32
6.2.1	NUEVA S/E SECCIONADORA ESTACIONES 154/66 kV – 90 MVA	32
6.2.2	NUEVA S/E SECCIONADORA LA AGUADA 220 kV MÁS NUEVA S/E ESTADIO 220/15 kV – 30 MVA Y NUEVA LÍNEA 1x220 kV LA AGUADA - ESTADIO.....	34
6.2.3	AMPLIACIÓN EN S/E SECCIONADORA ESTANCILLA (EX CHAGRES).....	35
6.2.4	AMPLIACIÓN EN S/E MAYACA	36
6.3	OBRAS REQUERIDAS PARA EL CORRECTO DESEMPEÑO DE OBRAS ADJUDICADAS.....	36
6.3.1	AMPLIACIÓN EN S/E EL ROSAL.....	37
6.3.2	AMPLIACIÓN EN S/E DUQUECO	37
6.3.3	REPOTENCIAMIENTO LÍNEA 1x110 kV RÍO ACONCAGUA - NUEVA PANQUEHUE Y 1x110 kV RÍO ACONCAGUA – FUNDICIÓN CHAGRES (SECCIONAMIENTO RÍO ACONCAGUA)	38
6.4	RECOMENDACIÓN DE MONITOREO DE LÍNEAS	39
6.5	ANÁLISIS DE OBRAS DESARROLLADAS ASOCIADAS AL ESTUDIO PMGD DE MAYO 2023	41
6.5.1	ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES.....	41
6.5.2	ANÁLISIS EN LÍNEAS.....	42
6.6	ANÁLISIS COMPROMETIDOS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO 2023	43
6.6.1	APOYO A LA TRANSFORMACIÓN AT/AT Y AT/MT EN LA REGIÓN METROPOLITANA AL AÑO 2030. ANÁLISIS DE RECONFIGURACIÓN DEL ANILLO 110kV – 220 kV	43
6.6.2	APOYO A SUFICIENCIA DE LAS SS/EE QUILPUÉ, SAN ANTONIO, ALGARROBO NORTE Y MARCHIGÜE.....	43
6.6.3	ANÁLISIS DE COSTO – BENEFICIO PARA AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1x154 kV CHARRÚA – LOS ÁNGELES	44
6.6.4	AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1x110 kV CASAS VIEJAS – MARBELLA.....	44
7	<u>ANÁLISIS OBRAS PROPUESTAS POR EMPRESAS AL PLAN 2023</u>	<u>45</u>
8	<u>APÉNDICES.....</u>	<u>52</u>
8.1	APÉNDICE I – ANÁLISIS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO	52
8.2	APÉNDICE II – FACTIBILIDAD E INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LAS OBRAS	52
8.3	APÉNDICE III - FACTIBILIDAD DE INCORPORAR UNA LÍNEA AUXILIAR EN PROYECTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	52

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 6-1. PERFIL ANUAL ESTIMADO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LA LÍNEA 1x66 kV MONTERRICO – COCHARCAS. .	40
FIGURA 6-2. PERFIL ANUAL ESTIMADO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL TRAMO 1x66 kV CHARRÚA – CHILLÁN.	40
FIGURA 7-1. TOTAL DE OBRAS PRESENTADAS POR LOS PROMOTORES SEGÚN EL SEGMENTO A CUÁL ESTÁN ORIENTADAS.	45
FIGURA 7-2. TOTAL DE OBRAS PRESENTADAS (NACIONAL Y ZONAL) POR LOS PROMOTORES SEGÚN LA ZONA GEOGRÁFICA A LA QUE ESTÁN ORIENTADAS.	46
FIGURA 7-3. OBRAS DEL SEGMENTO ZONAL PRESENTADAS POR LOS PROMOTORES SEGÚN LA ZONA GEOGRÁFICA Y OBJETIVO.	46
FIGURA 7-4. TOTAL DE OBRAS PRESENTADAS (NACIONAL Y ZONAL) POR LOS PROMOTORES SEGÚN EL OBJETIVO AL QUE ESTÁN ORIENTADAS.	47

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. NÚMERO DE OBRAS PROPUESTAS EN COMPLEMENTO E INVERSIÓN ASOCIADA.	8
TABLA 1.2. NÚMERO DE OBRAS PET 2023 (ENERO) E INVERSIÓN ASOCIADA.	9
TABLA 1.3. NÚMERO DE OBRAS PET 2023 Y COMPLEMENTO E INVERSIÓN ASOCIADA.	10
TABLA 1.4. OBRAS COMPLEMENTARIAS A LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2023.	11
TABLA 1.4. OBRAS NACIONALES PROPUESTAS EN ENERO 2023, ACTUALIZADO.	13
TABLA 1.5. OBRAS ZONALES PROPUESTAS EN ENERO 2023, ACTUALIZADO.	14
TABLA 6.1. CASOS EVALUADOS PARA LA VERIFICACIÓN DEL ÍNDICE RECC.	31
TABLA 6.2. RESUMEN DE OBRAS PROPUESTAS POR TRANSFORMACIÓN DADO CONGESTIÓN PMGD.	41
TABLA 6.3. RESUMEN LÍNEAS CONGESTIONADAS	42
TABLA 7.1. CONJUNTO DE OBRAS PRESENTADAS (NACIONAL Y ZONAL) POR LOS PROMOTORES CLASIFICADAS SEGÚN SU OBJETIVO Y EL PESO PONDERADO DE LOS VALORES DE INVERSIÓN.	47

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Coordinador: Coordinador Eléctrico Nacional.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

Informe de Diagnóstico del año 2023: Informe “Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión – Proceso de Planificación de la Transmisión 2023”, diciembre de 2022.

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.

PLP: Software de optimización de la programación de largo plazo.

RCA: Resolución de Calificación Ambiental.

Reglamento: Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

SAC: Solicitud de Autorización de Conexión.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STZ: Sistema de Transmisión Zonal.

1 RESUMEN EJECUTIVO

El 23 de enero de este año, el Coordinador Eléctrico Nacional emitió su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para el proceso del año 2023. Esto se realizó de acuerdo con el Artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual establece que el Coordinador debe enviar anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión a la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Decreto N° 37, publicado el 25 de mayo de 2021, ha dispuesto que el Coordinador puede actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión anual de la transmisión dentro de los 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión, siendo el presente informe el que complementa la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2023 del Coordinador.

En el informe se proponen 7 nuevos proyectos de expansión que se resumen en la Tabla 1.1. De estos, 2 corresponden a proyectos en Transmisión Nacional y 5 proyectos en Transmisión Zonal. El monto total de inversión propuesto asciende a 82,3 millones de dólares, distribuidos en 42,2 millones en obras en el Sistema Nacional y 40,1 millones en obras en el Sistema Zonal. Los nuevos proyectos presentados se detallan en la Tabla 1.4.

Tabla 1.1. Número de obras propuestas en Complemento e inversión asociada.

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MM USD)	N° Obras	VI (MM USD)
Transmisión Nacional	1	33,9	1	8,3
Subestaciones	1	33,9	1	8,3
Líneas	-	-	-	-
Transmisión Zonal	3	9,6	2	30,5
Subestaciones	3	9,6	2	30,5
Líneas	-	-	-	-
Sub Total	4	43,5	3	38,8
Total MMUSD	82,3			

Este informe complementario resalta las siguientes obras recomendadas para mejorar el sistema eléctrico del país: la instalación de un nuevo Equipo de Compensación estática de reactivos en la S/E Parinacota, que brindará seguridad y calidad de servicio al extremo norte del país, y la ampliación del Banco de Autotransformadores 500/220 kV en la subestación Polpaico, con el objetivo de fomentar la oferta y facilitar la competencia en el sector eléctrico, proporcionando una visión actualizada y relevante para el Proceso de Planificación de la Transmisión y la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión 2023.

Adicionalmente, en la Tabla 1.2 se muestra el resumen del conjunto de proyectos propuestos en enero del 2023 cuyos valores de inversión y plazos de construcción fueron revisados y actualizados.

Tabla 1.2. Número de obras PET 2023 (enero) e inversión asociada.

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MM USD)	N° Obras	VI (MM USD)
Transmisión Nacional	6	148,5	1	17,6
Subestaciones	2	52,5	1	17,6
Líneas	4	96	-	-
Transmisión Zonal	13	74,3	3	57,9
Subestaciones	9	27	1	10,0
Líneas	4	47,3	2	47,9
Sub Total	19	222,8	4	75,5
Total MMUSD	298,3			

Entre las actualizaciones destacables de la propuesta presentada en enero 2023, se encuentran dos proyectos. En primer lugar, la ampliación del Banco de Autotransformadores 500/220 kV en la Subestación Lo Aguirre, con el objetivo de evitar congestiones en los flujos con la entrada de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre y el crecimiento de la demanda previsto en la Región Metropolitana. En segundo lugar, se ha actualizado el proyecto para asegurar el suministro confiable de energía en la región de Ñuble, con un proyecto que implica la construcción de la Nueva Subestación Chillán 220/66 kV, con una capacidad de 90 MVA, y su conexión a la Subestación Entre Ríos mediante una nueva línea de transmisión de 2x220 kV, que se extenderá a lo largo de 50 kilómetros. Además de estas mejoras, se contempla la incorporación de tendidos auxiliares durante la ejecución de los proyectos de ampliación de líneas de transmisión contenidos en la propuesta.

Adicionalmente, el informe aborda dos aspectos asociados a obras que fueron licitadas y adjudicadas por este Coordinador, desarrollados en la sección 6.2 y 6.3 del presente documento. El primero está relacionado con proponer proyectos que resuelvan problemáticas asociadas a obras que se están evaluando bajo lo descrito en el artículo 157 del Reglamento y que su retraso pueda afectar asegurar el abastecimiento de la demanda, las que se proponen condicionadas a que lo encomendado en dicho artículo no resulte exitoso. Mientras que el segundo requerimiento, consiste en detallar proyectos de expansión que se requieren para que obras que se encuentran en desarrollo, puedan operar conforme al propósito con el cual fueron diseñadas.

En resumen, la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión 2023 del Coordinador corresponde a un conjunto de 30 proyectos, con un valor de inversión referencial de 380,6 millones de dólares, según se resume en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Número de obras PET 2023 y Complemento e inversión asociada.

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	N° Obras	VI (MM USD)	N° Obras	VI (MM USD)
Transmisión Nacional	7	182,4	2	25,9
Subestaciones	3	86,4	2	25,9
Líneas	4	96,0	-	-
Transmisión Zonal	16	83,9	5	88,4
Subestaciones	12	36,6	3	40,5
Líneas	4	47,3	2	47,9
Sub Total	23	266,3	7	114,3
Total MMUSD	380,6			

A continuación se incluye el listado de proyectos propuestos por el Coordinador.

Tabla 1.4. Obras complementarias a la propuesta de expansión de la transmisión 2023.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo equipo de compensación estática en S/E Parinacota	50 [MVar]	-	Inmediata	Nacional	36	8,3	Seguridad y Calidad de Servicio	Incorporar recursos para el control de tensión de las barras del sistema comprendidas entre la S/E Parinacota y la S/E Lagunas	Nueva
2	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en S/E Polpaico	750	-	Inmediata	Nacional	48	33,9	Promover oferta y facilitar competencia	Reducir la limitación de transmisión prevista en la subestación Polpaico 500/220 kV debido a los flujos provenientes del norte del SEN	Ampliación
3	Nueva S/E Seccionadora Eclipse	120	-	Inmediata	Zonal	36	22,0	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Nueva
4	Aumento de capacidad en S/E Chacahuín	50	-	Inmediata	Zonal	36	3,8	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
5	Aumento de capacidad en S/E Las Arañas	20	-	Inmediata	Zonal	36	3,3	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
6	Aumento de Capacidad en S/E Quinta de Tilcoco	20	-	Inmediata	Zonal	30	2,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
7	Nueva S/E Chacalito	-	-	Inmediata	Zonal	36	8,5	Promover oferta y facilitar competencia	Permite conexión de generación en la zona de Longaví	Nueva

Tabla 1.5. Obras Nacionales propuestas en enero 2023, actualizado.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	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	Inmediata	Nacional	36	13,8	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestiones Tramo Kimal – Crucero	Ampliación
2	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro	1000	16,3	Inmediata	Nacional	40	17,5	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestiones Tramo Miraje – Encuentro	Ampliación
3	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Andes – Likanantai	660	33	Inmediata	Nacional	30	13,7	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestiones Tramo Andes – Likanantai	Ampliación
4	Aumento capacidad S/E Lo Aguirre (NTR AT/AT 500/220 kV)	750	-	Inmediata	Nacional	48	36,4	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	-	Inmediata	Nacional	43	16,1	Suficiencia	Evita congestión de S/E Charrúa 500/220 kV	Ampliación
6	Aumento de Capacidad línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén	1000	70	Inmediata	Nacional	48	51	Promover oferta y facilitar competencia	Evita Congestiones Tramo Charrúa – Mulchén	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
7	Nueva S/E Galvarino	-	-	Inmediata	Nacional	36	17,6	Seguridad y Resiliencia Gran Concepción	Otorga seguridad N-1 a las líneas que abastecen el gran Concepción.	Nueva

Tabla 1.6. Obras Zonales propuestas en enero 2023, actualizado.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	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	Inmediata	Zonal	36	22,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
2	Ampliación en S/E San Juan	15	-	Inmediata	Zonal	30	2,5	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
3	Ampliación en S/E Quínquimo	20	-	Inmediata	Zonal	30	2,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
4	Aumento de capacidad tramo 2x110 kV Tap La Reina – Florida a 350 MVA	350	10	Inmediata	Zonal	36	11,2	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]	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
5	Nueva Línea 2x110 kV San Bernardo – Malloco	117	14	Inmediata	Zonal	40	11,7	Seguridad	Otorga seguridad al tramo a los clientes de la zona Malloco - Peñaflores	Nueva
6	Aumentos de Capacidad en S/E Cachapoal y línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal	30 TR 90 LT	5	Inmediata	Zonal	36	8,1	Suficiencia	Evita congestión S/E Cachapoal	Ampliación
7	Aumento de Capacidad en S/E San Rafael	30	-	Inmediata	Zonal	30	3,1	Suficiencia	Evita congestión S/E San Rafael	Ampliación
8	Aumento de Capacidad en S/E Talca	30	-	Inmediata	Zonal	30	2,3	Suficiencia	Evita congestión S/E Talca	Ampliación
9	Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas	25	-	Artículo 102°	Zonal	30	2,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Tres Esquinas (*).	Ampliación
10	Aumento de Capacidad en S/E Cocharcas COPELEC	30	-	Artículo 102°	Zonal	30	3,7	Suficiencia	Evita congestión S/E Cocharcas (*).	Ampliación
11	Aumento de Capacidad en S/E Santa Elisa	16	-	Artículo 102°	Zonal	36	3,4	Suficiencia	Evita congestión S/E Santa Elisa (*).	Ampliación
12	Nueva S/E Chillán 220/66 kV	90 TR	21	Inmediata	Zonal	48	10	Seguridad	Fortalecer zona Ñuble	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Construcción	Segmento	Plazo Construcción [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
13	Nueva Línea 1x220 kV –Entre Ríos – Chillán	300 LT	21	Inmediata	Zonal	48	36,2	Seguridad	Fortalecer zona Ñuble	Nueva
14	Tendido 2do circuito de línea 1x220 kV Gamboa – Chonchi	90	18	Inmediata	Zonal	36	5,5	Promover oferta y facilitar competencia	Evita congestiones tramo Gamboa – Chonchi	Ampliación
15	Ampliación en S/E Cañete	16	-	Inmediata	Zonal	30	3,2	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación
16	Ampliación en S/E Coronel	30	-	Inmediata	Zonal	30	3,7	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda	Ampliación

Nota (*): Se recomienda la aplicación del Artículo 102° de la LGSE en estos proyectos debido a su urgencia, la cual surge por motivos asociados a la no adjudicación de obras decretadas.

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento incorpora información y análisis complementarios a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2023 del Coordinador, con el objetivo de ofrecer una visión actualizada de las obras recomendadas. Asimismo, se pone a disposición del Proceso de Planificación de la Transmisión información relevante para que sea considerada por la CNE en la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2023.

Por otro lado, todas las consideraciones generales y supuestos utilizados para el desarrollo de este informe, como la proyección de demanda, los costos de combustibles, los costos de desarrollo de tecnologías de generación, la información sobre centrales e instalaciones declaradas en construcción y existentes, así como el retiro de unidades a carbón y la metodología utilizada para la optimización de los planes de obra y la adaptación de los escenarios de capacidad instalada de generación óptima para el SEN. Se encuentran descritos y contenidos en el informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2023.¹

Los resultados del plan de obras de generación y la proyección de la demanda se encuentran detallados en los apéndices I y II del Informe de Diagnóstico del año 2023².

Con respecto a los apéndices del presente informe, el Apéndice I contiene el análisis detallado de los estudios y propuestas complementarias al informe de enero de 2023, ofreciendo un panorama completo de los proyectos recomendados. En este apéndice se examinan aspectos técnicos y económicos para evaluar la viabilidad y el impacto de cada proyecto. Por su parte, el Apéndice II se centra en la ingeniería conceptual asociada a los proyectos propuestos, tanto en este documento complementario como en la propuesta original emitida en enero de este año. Allí se presentan los detalles técnicos, como diseños, planos y especificaciones, que respaldan la factibilidad de las obras sugeridas. Estos dos apéndices en conjunto proporcionan una base sólida de información y análisis

¹ [PET 2023](#): Propuesta de la Expansión de la Transmisión realizada por el Coordinador en el año 2023.

² [Apéndices Informe de Diagnostico 2023](#):: Apéndices del Informe de Diagnostico del año 2023

para respaldar la toma de decisiones en el proceso de planificación de la expansión de la transmisión.

Por otro lado, en el Apéndice III se desarrolla el análisis comprometido por el Coordinador, de acuerdo con la Sección N°11 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión publicada en enero de 2023, en relación con el análisis de factibilidad de incorporación de una línea auxiliar en proyectos de ampliación de líneas de transmisión.

3 OBJETIVOS Y ALCANCE

3.1 OBJETIVOS

El objetivo del documento complementario a la propuesta de expansión de la transmisión emitida en enero de 2023 es actualizar la propuesta del Coordinador mediante la incorporación de nuevos antecedentes y análisis. Específicamente, se busca lograr los siguientes objetivos:

En específico los objetivos son:

- Proponer nuevas obras de expansión para el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.

3.2 ALCANCE

El alcance de la propuesta complementaria 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.
- Evaluación técnica de obras de expansión del Sistema de Transmisión Zonal.
- Análisis de factibilidad y valorización de las obras de expansión.
- Desarrollo de ingeniería conceptual de las obras propuestas por el Coordinador.

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

La metodología utilizada por el Coordinador para elaborar la Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los criterios que se emplean para ello, se presenta en el Apéndice IV³ del Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2023, publicado el 15 de diciembre de 2023. Esta metodología consta de dos etapas y se resume a continuación.

1. **Metodología de análisis de la expansión de la transmisión nacional:** describe el proceso utilizado para elaborar el diagnóstico de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), el análisis del tratamiento hidrológico para determinar la cantidad de hidrologías que se utilizarán en el análisis, y los criterios empleados para evaluar las obras de transmisión que permitan resolver las congestiones o restricciones de seguridad y calidad de servicio identificadas en el diagnóstico.
2. **Metodología de análisis de la expansión de la transmisión zonal:** describe el proceso utilizado para desarrollar el diagnóstico de uso del Sistema de Transmisión Zonal (STZ) para transformadores AT/MT, AT/AT y líneas de transmisión, así como los criterios empleados para garantizar el suministro de energía a la demanda del sistema de transmisión y la evaluación de las obras de transmisión que permitan resolver los problemas detectados.

³ [Apéndice IV Metodología](#): Metodologías de Análisis de la Expansión de la Transmisión Nacional y Zonal realizado por el Coordinador en su propuesta de expansión de la transmisión.

5 OBRAS DE EXPANSIÓN PROPUESTAS

En este apartado se indican las obras complementarias a la propuesta de expansión de la Transmisión Nacional y Zonal 2023 realizada por el Coordinador, presentando el alcance de las obras. Cada una de estas obras ha sido respaldada por análisis técnicos, que justifican su desarrollo. Estos análisis se encuentran detallados en el Apéndice I, donde se presentan los resultados y las evaluaciones correspondientes.

Estas obras, en conjunto con las propuestas en el informe de enero 2023, forman parte de una estrategia integral que busca fortalecer la infraestructura eléctrica nacional, garantizando un suministro confiable y sostenible, y promoviendo la transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables.

5.1 OBRAS NACIONALES

5.1.1 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN ESTÁTICA DE POTENCIA REACTIVA EN S/E PARINACOTA

La obra tiene como objetivo incorporar recursos de control dinámico de potencia reactiva al SEN, que permitan controlar las sobretensiones que se producen en las barras de la zona del sistema comprendidas entre la S/E Parinacota y la S/E Lagunas, además de permitir operar con criterio N-1 la S/E Parinacota, ya que actualmente no es posible operar con las líneas 1x220 kV Cóndores – Parinacota y 1x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte enmalladas bajo condiciones de baja demanda. De esta manera, la incorporación de recursos de control dinámico de reactivos permite garantizar la seguridad y calidad de servicio en la zona norte del SEN.

El proyecto consiste en la instalación de un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (SVC o STATCOM) de ± 50 MVar en la Subestación Parinacota 220 kV. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes en el patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal más barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de compensación reactiva a la barra ampliada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros

requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

Además, el proyecto contempla todas 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 dichas interrupciones.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 8,3 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

5.1.2 TERCER BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV EN S/E POLPAICO

El objetivo de la obra es reducir la limitación de transmisión prevista en la Subestación Polpaico 500/220 kV debido a los flujos provenientes del norte del SEN. Se propone la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA incluyendo unidad de reserva (4x250 MVA) en la subestación. Esto evitará congestiones en los flujos de 500 kV a 220 kV debido al crecimiento de demanda previsto en las Regiones de Valparaíso y Metropolitana.

El proyecto contempla la ampliación de las barras de 500 kV y 220 kV en la subestación, así como la compra de terrenos al norte para la ubicación proyectada del tercer banco de autotransformadores. También se considera la instalación de la infraestructura necesaria para el nuevo banco de autotransformadores, como la conexión de los autotransformadores a su respectiva unidad de reserva.

También se incluyen 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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 33,9 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

5.1.3 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV EN S/E LO AGUIRRE

El objetivo de la presente obra, incluida en la propuesta de enero y actualizada en este informe complementario, es reducir la limitación de transmisión prevista en la Subestación Seccionadora Lo Aguirre 500/220 kV debido a los flujos provenientes del norte del SEN. Se propone la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA incluyendo unidad de reserva (4x250 MVA) en la subestación. Esto evitará congestiones en los flujos de 500 kV a 220 kV con la entrada de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre y el crecimiento de demanda previsto en la Región Metropolitana.

El proyecto contempla la ampliación de las barras de 500 kV y 220 kV en la subestación, así como la compra de terrenos al norte para la ubicación proyectada del tercer banco de autotransformadores. También se considera la instalación de las infraestructuras necesarias para el nuevo banco de autotransformadores, como la ampliación de módulos y ductos GIS, y la conexión de los autotransformadores a su respectiva unidad de reserva.

También se incluyen 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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 36,4 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

5.2 OBRAS ZONALES

5.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA ECLIPSE 154/66 KV Y AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CHACAHUÍN

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de transformación Chacahuín 66/15 kV, emplazada en la comuna de Linares, perteneciente a la provincia de Linares, Región del Maule.

Tras realizar el análisis, el Coordinador ha determinado que, a partir del año 2029, la demanda promedio del transformador T2 66/15 kV - 30 MVA de la S/E Chacahuín excederá el 85% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar este requerimiento.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora en el entorno de la S/E Chacahuín, la cual secciona las líneas 1x154 kV Maule - Linares y 1x66 kV Panimávida - Chacahuín, denominada S/E Eclipse. La configuración del patio de 154 kV de la subestación Eclipse corresponderá a doble barra y deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos cuatro (4) posiciones. Por el lado del patio de 66 kV corresponderá igualmente a doble barra, considerando espacio en barras y plataforma para al menos cinco (5) posiciones. Finalmente, cabe indicar que esta S/E Seccionadora debe contar con un transformador 154/66 kV de 120 MVA.

A su vez, el proyecto incluye el remplazo del actual equipo de transformación que se encuentra en estado de reserva en la S/E Chacahuín 66/15 kV de 13,3 MVA por un nuevo equipo de transformación 66/15 kV de 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia

el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 25,8 MMUSD y los detalles de esta valorización se encuentran en el Apéndice II de este estudio.

5.2.2 NUEVA S/E NUEVA CHILLÁN 220/66 KV – 90 MVA Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV – 200 MVA ENTRE RÍOS –CHILLÁN

El objetivo de la presente obra, incluida en la propuesta de enero y actualizada en este informe complementario, es otorgar un nuevo punto de abastecimiento a la ciudad de Chillán, tal que ofrezca robustez y seguridad de servicio en el largo plazo, no dependiendo exclusivamente de la conexión con S/E Charrúa a través de líneas de 66 kV. En caso de no realizar esta obra, el suministro de la zona de Chillán seguirá siendo débil como lo es en la actualidad. Esta obra deberá ser emplazada en la comuna de Chillán, perteneciente a la provincia de Diguillín, Región del Ñuble.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora Nueva Chillán a ubicarse en el sector sur de Chillán, preferentemente en las inmediaciones del sector Villa Brisas del Bicentenario, seccionando la línea 1x66 kV Chillán -Lucero. Esta nueva subestación debe contar con dos patios, de 220 kV y 66 kV, ambos en configuración doble barra principal y barra de transferencia. Esta subestación deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos seis (6) posiciones. De igual forma el patio de 66 kV corresponderá a doble barra principal para al menos seis (6) posiciones.

A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV de 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión, considerando espacio con terreno nivelado para un futuro patio de transformación AT/MT.

Junto a lo anterior se propone la construcción de una línea de transmisión 2x220 kV Nueva Chillán – Entre Ríos, 200 MVA a 35 °C con una extensión de 50 km aproximadamente, que conectará las SS/EE Nueva Chillán y Entre Ríos.

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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 46,2 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

5.2.3 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E LAS ARAÑAS

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de transformación Las Arañas 66/13,8 kV, emplazada en la comuna de San Pedro, perteneciente a la provincia de Melipilla, Región Metropolitana de Santiago.

Tras realizar el análisis, el Coordinador ha determinado que, a partir del año 2027, la demanda promedio del transformador TR4 66/13,2 kV - 10 MVA de la S/E Las Arañas excederá el 85% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar este requerimiento.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV de 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y la ampliación de las barras en ambos niveles de tensión con tal de aumentar las posiciones de paños 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. Permitiendo brindar apoyo de suficiencia a la subestación, otorgando potencia a firme, aumentando su seguridad ante contingencias y fallas en la zona y evitando eventuales congestiones y sobrecargas ante condiciones desfavorables en el área. De esta forma, se permite satisfacer el crecimiento vegetativo de la demanda y el criterio de holgura en el largo plazo.

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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia

el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 3,3 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

5.2.4 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E QUINTA DE TILCOCO

La obra nace de la necesidad de mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de transformación Quinta de Tilcoco 66/13,8 kV, emplazada en la comuna del mismo nombre, perteneciente a la provincia de Cachapoal, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Tras realizar el análisis, el Coordinador ha determinado que, a partir del año 2026, la demanda promedio del transformador T2 66/15 kV – 18,7 MVA de la S/E Quinta de Tilcoco excederá el 85% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar este requerimiento.

El proyecto consiste en el remplazo el actual equipo de transformación 66/15 kV de 5 MVA que se encuentra operando como reserva por un nuevo transformador 66/15 kV de 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), el proyecto contempla una nueva sala de celdas de 15 kV para el nuevo transformador en configuración barra simple, contemplando la construcción de al menos 4 celdas para alimentadores. Esta obra permitirá brindar apoyo de suficiencia a la subestación, otorgando potencia a firme, aumentando su seguridad ante contingencias y fallas en la zona y evitando eventuales congestiones y sobrecargas ante condiciones desfavorables en el área

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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 2,5 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran referido en el Apéndice II de este documento.

5.2.5 NUEVA S/E CHACALITO EN ZONA LONGAVÍ

Considerando todos aquellos proyectos con RCA vigente a la fecha, se ha observado un creciente interés de conexión por parte de los desarrolladores de proyectos de generación fotovoltaica en el entorno de la localidad de Longaví, ubicada en la Provincia de Linares, Región del Maule. Por lo que, el Coordinador ha llevado a cabo un levantamiento y análisis del potencial de la zona y de los proyectos que se desean conectar. Este estudio ha revelado una escasez de espacios disponibles para dichas conexiones, lo que subraya la urgente necesidad de desarrollar una solución en esta área.

Conforme a lo anterior, el Coordinador realiza una identificación de los proyectos de generación en la zona, específicamente en las comunas de Linares, Longaví, Parral, Retiro y Yerbabuenas. En el que se obtienen 24 proyectos con un total de 287,7 MW, en los cuales 45 MW se encuentran operativos, 118,3 MW declarados en construcción, 18 MW en solicitudes de Acceso Abierto que se encuentran rechazadas y finalmente 106,4 MW en proyectos en etapas más tempranas que demuestran el interés de desarrollarse en esta zona.

A raíz de lo anterior se evalúa la alternativa de una nueva subestación seccionadora de la línea 1x154 kV entre S/E Parral y la S/E Linares, denominada S/E Chacalito, con un plazo constructivo de 48 meses estimando su puesta en servicio en julio de 2030. Para evaluar los beneficios económicos que puede otorgar esta obra se simula la conexión de un proyecto de generación solar fotovoltaico de 70 MW que se conecte en la misma fecha de entrada en servicio de la nueva subestación.

El Coordinador propone el nuevo proyecto que consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora de la línea 1x154 Linares - Parral, denominada S/E Chacalito, en configuración barra simple más barra de transferencia, que permita la conexión de nuevos proyectos de generación en la zona, condicionando su ejecución a que se concreten dichos 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.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 8,5 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6 OTROS ESTUDIOS Y PROPUESTAS REALIZADAS POR EL COORDINADOR

En esta sección del informe complementario, se presenta diversos estudios llevados a cabo por el Coordinador, los que debido a su relevancia e impacto, requieren un análisis detallado. Estos estudios han sido realizados con el objetivo de profundizar en diferentes aspectos relacionados con el tema en análisis y proporcionar una visión más completa y fundamentada.

6.1 ESTUDIO ENTORNO S/E KIMAL Y VERIFICACIÓN RECC POR ENLACE HVDC

6.1.1 ENTORNO S/E KIMAL

El análisis del entorno de S/E Kimal busca identificar posibles reconfiguraciones topológicas de los tramos de la zona que permitan mitigar las problemáticas que se han detectado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, particularmente, las probabilidades de congestión esperadas en los tramos 2x220 kV Crucero – Kimal y 2x220 kV Encuentro – Kimal. Se analiza los flujos esperados al año 2030 por los distintos tramos del entorno y se evalúa la posible reconfiguración topológica en los tramos identificados con congestiones.

Dentro de las líneas congestionadas, se encuentra el tramo 2x220 kV Encuentro – Kimal, en donde para eliminar la congestión, se evalúa el seccionamiento del tramo 2x220 kV Laberinto – Kimal en la S/E Miraje. Con esta obra, se observa que el tramo 2x220 kV Encuentro – Kimal libera su congestión, sin embargo, se genera un nuevo requerimiento, ya que el nuevo tramo 2x220 kV Miraje – Kimal resulta congestionado. De manera complementaria, se evalúa en conjunto con el seccionamiento el aumento de capacidad del tramo 2x220 kV Miraje – Kimal a 500 MW. De los resultados, se observa que los tramos 2x220 kV Miraje – Encuentro, 2x220 kV Encuentro – Kimal y 2x220 kV Miraje – Kimal resultan con congestiones nuevamente, por lo que la solución conjunta no permite liberar la restricción.

Finalmente, se realiza la evaluación económica de los beneficios que los proyectos podrían proporcionar al Sistema, llegando a la conclusión de que los proyectos no entregan beneficios económicos positivos a la operación del Sistema.

El detalle de los análisis se encuentra en el Apéndice I – Análisis de Obras de Propuestas.

6.1.2 VERIFICACIÓN RAZÓN EFECTIVA DE CORTOCIRCUITO (RECC) ENLACE HVDC KIMAL – LO AGUIRRE

De acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, la potencia transmitida por el Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de

corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la barra de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas. El índice RECC se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RECC \geq \frac{S_{cc} - Q_{HVDC}}{P_{HVDC}}$$

Donde,

S_{cc} : Potencia de cortocircuito trifásica en la barra de conexión, en MVA.

Q_{HVDC} : Compensación reactiva del enlace HVDC, en MVA.

P_{HVDC} : Potencia transferida por el enlace HVDC, en MW.

De todas maneras, la NTSyCS establece que el Coordinado que explote las instalaciones del enlace HVDC podrá solicitar al Coordinador la autorización para reducir la exigencia de RECC hasta un mínimo de 2,0. Para ello, el Coordinado deberá presentar al Coordinador un informe en el cual justifique su petición, en el que se demuestre que las características del sistema de control del enlace HVDC cuentan con la tecnología y diseño para un eficiente control de fallas.

Para realizar la verificación del índice RECC se utiliza los resultados de las salidas PLP, los cuales son implementados en el software DigSILENT PowerFactory, en particular se utilizan las proyecciones del escenario D al año 2030. Adicionalmente, se consideran dentro de los análisis, los recursos en Condensadores Sincrónicos que actualmente el Coordinador se encuentra licitando para prestar el Servicio Complementario de Control de Tensión al año 2026 para proveer al sistema de potencia de corto circuito adicional a partir del año 2025 en determinadas barras del SEN. La Tabla 6.1 muestra los casos evaluados para la verificación del índice RECC.

Tabla 6.1. Casos evaluados para la verificación del índice RECC.

Caso	Scc MVA (S/E Conv. Kimal)	RECC (HVDC 2800 MW)	RECC (HVDC 3000 MW)	RECC (HVDC 2400 MW)
Base	6273	1,60	1,49	-
Base + CS 530 MVA Kimal	8804	2,50	2,33	-
Base + CS 640 MVA Kimal	9329	2,69	2,51	-
Base + CS 2x320 MVA Kimal N-1	7801	2,14	2,00	2,50

De los análisis y bajo las condiciones analizadas, se calcula un requerimiento de compensación por un monto de 640 MVA (equivalente a 3058 MVA de aporte de Potencia de Cortocircuito) en

Condensadores Sincrónicos en la Barra de S/E Kimal 220 kV, el cual se recomienda que sea implementado en cuatro (4) módulos de 160 MVA cada uno, lo que permitiría disminuir el impacto en la operación del enlace HVDC ante la pérdida de uno de los módulos. Esto permitiría operar en enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre con transferencias de 3000 MW N→S cumpliendo con el índice RECC de 2,5 exigido por la NTSyCS, adicionalmente, en caso de la pérdida de la mitad del requerimiento de compensación (320 MVA), el enlace HVDC podría seguir operando con una transferencia de 3000 MW N→S, lo anterior siempre y cuando el Coordinado propietario de la instalación demuestre que las características del sistema de control del enlace HVDC cuentan con la tecnología y diseño que permitan operar el Enlace HVDC con un índice RECC de 2,0.

El análisis anteriormente desarrollado constituye un requerimiento identificado por el Coordinador para la correcta operación del Sistema una vez que sea puesto en servicio el proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre. Por lo anterior, la incorporación de estos requerimientos quedaran sujetos a la licitación de los recursos en Condensadores Sincrónicos que actualmente el Coordinador se encuentra licitando para prestar el Servicio Complementario de Control de Tensión, y a la licitación de la Obra Nueva *“Nuevo Sistema de Compensación Reactiva mediante Condensadores Sincrónicos”* definida en el ITF del Plan de Expansión de la Transmisión 2022 de la CNE, a fin de garantizar al menos 9300 MVA de potencia de cortocircuito en la Barra Kimal 220 kV al año 2030.

El detalle de los análisis se encuentra en el Apéndice I.

6.2 PROPUESTA DE OBRAS CONDICIONADAS A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 157

En esta sección se propone un conjunto de obras que tienen como propósito atender las necesidades generadas producto de proyectos adjudicados, que no se ejecutaron conforme a lo dispuesto en sus respectivos decretos de adjudicación, por lo que actualmente están siendo analizados según lo dispuesto en el artículo 157 del Reglamento. Dicho artículo señala que el Coordinador puede disponer de la realización de un nuevo proceso de licitación para la ejecución de las obras inconclusas. No obstante, en caso de que dicho proceso no fuese exitoso se propone a la CNE que incluya en el Plan de Expansión de la Transmisión 2023 las obras descritas a continuación.

6.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA ESTACIONES 154/66 KV – 90 MVA

La obra nace como una solución alternativa a la solicitud de aplicación del artículo 157° para la obra "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas", que inicia su proceso de licitación en el DE N° 198/2018. El objetivo de esta obra es mantener el criterio de holgura del análisis de suficiencia para el tramo de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas que se encuentra ubicada en

la comuna de Chillán, perteneciente a la Región del Ñuble. Teniendo como objetivo principal abastecer las demandas de la subestación Cocharcas y San Carlos.

El proyecto alternativo a la obra contenida en el DE N° 198/2018, consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora en el entorno de Chillán, ubicada a un radio de 3.5 km de la subestación Cocharcas, la cual seccione la línea 1x154 kV Monterrico - Maule., denominada S/E Estaciones. Esta nueva instalación será de configuración doble barra en ambos niveles de tensión 154 y 66 kV y deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos cuatro (4) posiciones en ambos patios.

A su vez, el proyecto incluye la instalación de un transformador 154/66 kV 90 MVA en la S/E Seccionadora propuesta con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). Además, se debe considerar la construcción de una línea 2x66 kV - 90 MVA entre esta nueva subestación y la S/E Cocharcas, que apoyará el abastecer las demandas de 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.

Esta obra queda condicionada a que el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas” contenida en el Decreto Exento N°198 del año 2019, finalmente no se termine de ejecutar conforme a lo establecido en el artículo 157 del Reglamento.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 13,2 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA LA AGUADA 220 KV MÁS NUEVA S/E ESTADIO 220/15 KV – 30 MVA Y NUEVA LÍNEA 1X220 KV LA AGUADA - ESTADIO

La obra nace como una solución alternativa a la solicitud de aplicación del artículo 157° para la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Talca - Maule", que inicia su proceso de licitación en el DE N° 418/2017. El objetivo de esta obra es mantener el criterio de holgura ante el análisis de suficiencia y seguridad para el tramo de la línea 2x66 kV Talca – Maule, el que se encuentra ubicada en la provincia de Talca perteneciente a la Región del Maule.

El proyecto alternativo a la obra contenida en el DE N° 418/2017, consiste en la construcción de una nueva S/E Seccionadora en el entorno de Talca, ubicada a un radio de 5 km de la S/E Mataquito 2 presentada por Celeo Redes en el SEIA como propuesta en la construcción de la nueva Línea costera 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui. La cual seccione la línea 2x220 kV Nueva Nirivilo – Mataquito, denominada S/E La Aguada. Esta nueva instalación será de configuración interruptor y medio en 220 kV.

Adicionalmente el proyecto alternativo incluye la construcción de una nueva S/E denominada Estadio en el entorno de la comuna de Talca, ubicada en un radio de 2,5 km del estadio fiscal de Talca. Esta instalación será de configuración doble barra más transferencia en ambos niveles de tensión 220 y 15 kV, con espacios y posiciones que permitan el desarrollo actual y futuro de la instalación y la comuna. En el lado de 220 kV deberá considerar espacio en barras y plataforma para al menos (2) posiciones. De igual forma el patio de 15 kV considerará al menos cuatro (4) posiciones para alimentadores.

A su vez, el proyecto incluye la instalación de un transformador 220/15 kV 30 MVA en la S/E Estadio con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). Además, debe considerar la construcción de una línea 1x220 kV - 150 MVA que conecte las SS/EE propuestas La Aguada y Estadio.

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.

Esta obra queda condicionada a que el proyecto “Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca” contenida en el Decreto Exento N°418 del año 2017, finalmente no se termine de ejecutar conforme a lo establecido en el artículo 157 del Reglamento.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 31,2 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6.2.3 AMPLIACIÓN EN S/E SECCIONADORA ESTANCILLA (EX CHAGRES)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación Catemu, ubicada en la comuna de Catemu perteneciente a la región de Valparaíso.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 44/12 kV de 16 MVA y la construcción de un nuevo patio de 12 kV, que cuente con al menos tres posiciones, con el fin de ubicar el paño del transformador antes mencionado y dos posiciones para alimentadores futuros. En cuanto al patio de 44 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.

Esta obra queda condicionada a que el proyecto “Ampliación en SE Catemu” contenida en el Decreto Exento N°418 del año 2017, finalmente no se termine de ejecutar conforme a lo establecido en el artículo 157 del Reglamento.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 1,9 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E MAYACA

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación La Calera, ubicada en la comuna de La Calera, perteneciente a la región de Valparaíso.

El proyecto consiste en un nuevo equipo de transformación 110/13,2 kV de 30 MVA y la ampliación de la barra en 13,2 kV, para tres posiciones, con el fin de ubicar el paño del transformador antes mencionado y dos posiciones para alimentadores futuros. En cuanto al patio de 110 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.

Esta obra queda condicionada a que el proyecto “Nuevo Transformador en S/E La Calera” contenida en el Decreto Exento N°293 del año 2018, finalmente no se termine de ejecutar conforme a lo establecido en el artículo 157 del Reglamento.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 2,7 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6.3 OBRAS REQUERIDAS PARA EL CORRECTO DESEMPEÑO DE OBRAS ADJUDICADAS

En este apartado se abordan obras de expansión que son requeridas para el correcto desempeño de obras que se encuentran en ejecución, por lo que sin ellas las obras que se encuentran en desarrollo no podrán ser explotadas de la forma planificada. Estas obras son de baja envergadura, pero de alto impacto por lo que se recomienda que sean desarrolladas como obra urgente o modificación no relevante, según corresponda.

6.3.1 AMPLIACIÓN EN S/E EL ROSAL

Este proyecto tiene como propósito facilitar las condiciones para que la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, contenida en el Decreto Exento N°171/2020 emitido por el Ministerio de Energía, pueda tener el impacto en el sistema de transmisión con el cual fue concebido, que corresponde a permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación hidráulico y eólico de la zona sur de la Región del Biobío.

El proyecto consiste en la ampliación de la S/E El Rosal mediante el reemplazo de ocho (8) desconectadores de 220 kV sin puesta a tierra de 1.250 A, 40 kA por desconectadores de 2 kA, el reemplazo de dos (2) desconectadores de 220 kV con puesta a tierra de 1.250 A por desconectadores de 2 kA, el reemplazo seis (6) TTCC tipo pedestal con razón de transformación 750/1-1 por unos con relación de transformación 2000/1-1 y el reemplazo de cuatro (4) interruptores de poder de 220 kV tipo tanque muerto de 3.150 A y 40 kA.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 4 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

6.3.2 AMPLIACIÓN EN S/E DUQUECO

Este proyecto tiene como propósito facilitar las condiciones para que la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, contenida en el Decreto Exento N°171/2020 emitido por el Ministerio de Energía, pueda tener el impacto en el sistema de transmisión con el cual fue concebido, que corresponde a permitir el desarrollo y evacuación del potencial de generación hidráulico y eólico de la zona sur de la Región del Biobío.

El proyecto consiste en el cambio de los TTCC asociados al paño JR por uno con una capacidad de al menos 2 kA.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 1,9 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran referido en el Apéndice II de este documento.

6.3.3 REPOTENCIAMIENTO LÍNEA 1X110 KV RÍO ACONCAGUA - NUEVA PANQUEHUE Y 1X110 KV RÍO ACONCAGUA – FUNDICIÓN CHAGRES (SECCIONAMIENTO RÍO ACONCAGUA)

Este proyecto tiene como propósito facilitar las condiciones para que la obra “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue”, contenida en el Decreto Exento N°293/2018 emitido por el Ministerio de Energía, pueda tener el impacto en el sistema de transmisión con el cual fue concebido, que corresponde a asegurar el abastecimiento de la demanda de la zona.

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de las líneas 1x110 kV Río Aconcagua - Nueva Panquehue y 1x110 kV Río Aconcagua – Fundición Chagres (Seccionamiento Río Aconcagua) en los tramos del mismo nombre "Río Aconcagua - E-225A 110KV C1" de 0,145 km cada uno. El nuevo conductor debe tener una capacidad de al menos 155 MVA a 35°C.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 0,86 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran referido en el Apéndice II de este documento.

6.4 RECOMENDACIÓN DE MONITOREO DE LÍNEAS

En el contexto de la transición energética y la descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional, surgen diversos desafíos para mantener una operación segura y de calidad, en cumplimiento con los estándares establecidos por la normativa. Para abordar estos desafíos, se recomienda el empleo de los equipos de monitoreo dinámico de la capacidad de transmisión de las líneas, conocidos como Dynamic Line Rating en inglés. Estos equipos permiten determinar en tiempo real la capacidad de las líneas de transmisión, la cual está condicionada por las variables ambientales a las que se exponen. Gracias a esta información en tiempo real, es posible optimizar el uso de las líneas de transmisión, que usualmente operan por debajo de su capacidad debido a los márgenes de seguridad aplicados en los cálculos. Además, se utilizan métodos de pronóstico para predecir la capacidad dinámica de las líneas y garantizar una operación segura y eficiente.

En la propuesta de expansión de la transmisión 2023 se incluye la recomendación de emplear el uso de equipos DLR en 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.

Complementando dicha recomendación se añade a este conjunto de líneas el monitoreo de las líneas 1x66 Monterrico – Cocharcas, 1x66 kV Chillán – Lucero y 1x66 kV Lucero – Charrúa, con el propósito de propiciar condiciones que permitan responder al aumento de demanda que se observan en la región del Ñuble, ante el retraso de las obras de repotenciamiento que estaban programados para dichas instalaciones.

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 93% del tiempo para las líneas analizadas. En la Figura 6-1 y Figura 6-2 se muestra, una comparación entre la capacidad estática y dinámica estimada para un año tipo de las líneas que se recomienda monitorear.

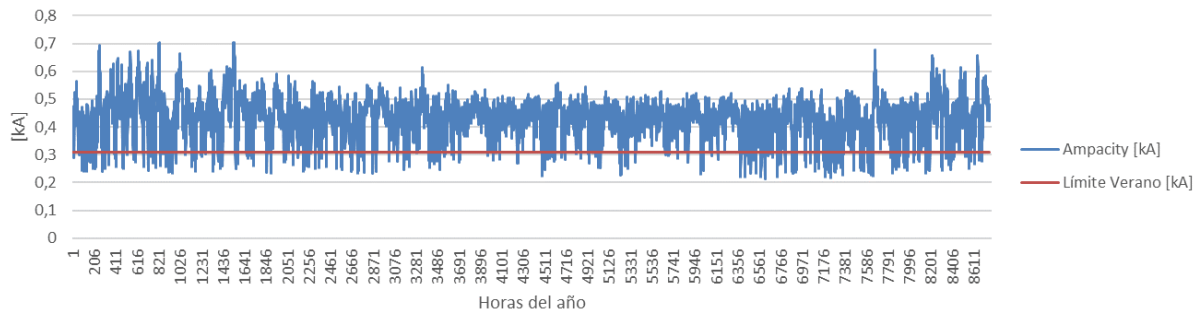


Figura 6-1. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas.

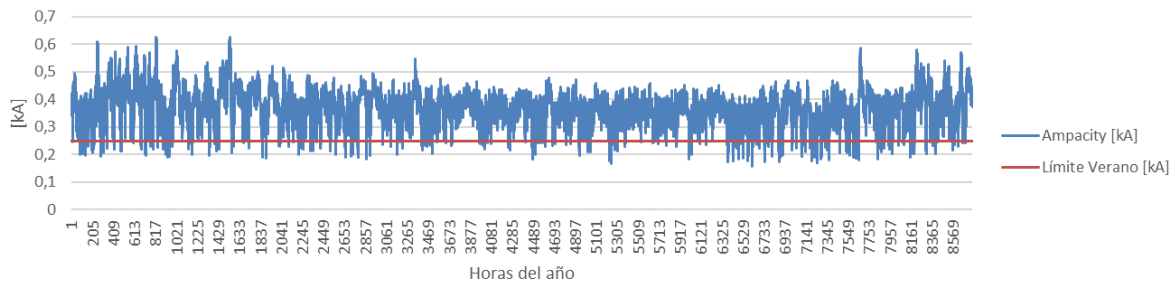


Figura 6-2. Perfil anual estimado de la capacidad de transmisión del tramo 1x66 kV Charrúa – Chillán.

Dados los plazos asociados al proceso anual de planificación de la transmisión, que significan casi tres años desde la propuesta del Coordinador hasta la adjudicación de las obras de transmisión licitadas y al carácter operacional que tiene el DLR en el sentido de monitorear las condiciones ambientales que definen la capacidad térmica de líneas de transmisión, es que la recomendación del Coordinador para implementar DLR es a través de complementar con una actualización normativa el Anexo Técnico de Sistemas de Monitoreo, de la NTSyCS, a través de un estudio anual que identifique las líneas donde resulte necesaria la implementación de DLR.

6.5 ANÁLISIS DE OBRAS DESARROLLADAS ASOCIADAS AL ESTUDIO PMGD DE MAYO 2023

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 los análisis desarrollados por el Coordinador con el fin de liberar congestión ocasionada por flujo inverso, obtenidas del estudio de “Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”⁴ realizado por el Coordinador en mayo del año 2023.

6.5.1 ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES

A continuación, se presenta el resultado del análisis del impacto generado por la inyección de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en las redes de transmisión zonal. Específicamente, se examina las congestiones que surgen debido al flujo inverso y se presenta los análisis desarrollados por el Coordinador para abordar esta problemática, ofreciendo una visión de las posibles congestiones en los transformadores de transmisión zonal, proponiendo soluciones efectivas para liberar dicha congestión.

De lo mencionado anteriormente, en cuanto a los proyectos que surgen para liberar congestiones producidas por inyecciones de PMGD en sistemas de transmisión zonal, se identifica 54 proyectos en subestaciones. En la Tabla 6.2, se presenta el resumen de las obras.

Tabla 6.2. Resumen de obras propuestas por transformación dado congestión PMGD.

Proyecto	Cantidad
Ampliación	10
Reemplazo	44
Total	54

El resultado del análisis se encuentra en el Apéndice I, sección donde se presenta el detalle de cada subestación congestionada.

⁴ [Congestiones por Inyección 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.

6.5.2 ANÁLISIS EN LÍNEAS

A continuación, se presenta los resultados del análisis asociado a las líneas que resultaron con congestión, debido al impacto generado por la inyección de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en las redes de transmisión zonal. Se realizó un análisis más detallado respecto al informe “Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD”. En este caso, se analizaron las líneas con congestión en el software DigSILENT PowerFactory. Se utilizó una base de datos ajustada para el año 2028. Para estudiar la sobrecarga proveniente de la inyección por PMGD, se incluyeron en la base de datos del software los siguientes ajustes:

- Inclusión de los PMGD en las subestaciones aledañas a las líneas, considerando su inyección a capacidad máxima.
- Se ajustó la capacidad nominal de líneas de transmisión a 35°C.
- Se ajustó la demanda a su valor mínimo en las subestaciones donde se incluyeron los PMGD.

Estas consideraciones se realizaron con el fin de evaluar el escenario más desfavorable. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Resumen líneas congestionadas

Línea	Cargabilidad
El Paico - El Monte 66kV C1	105%
Las Cabras - El Manzano 66kV C1	88%
San Vicente de Tagua - Las Cabras 66kV C1	131%
Ovalle - Punitaqui 66kV C1	81%
Punitaqui - El Sauce 66kV C1	94%
San Bernardo - Malloco 110kV C1	154%
Tap Putagan - Chacahuín 66kV C1	164%
Linares - Chacahuín 66kV C1	313%
Bajo Melipilla - El Maitén 66kV C1	112%
El Maitén – El Paico 66kV C1	171%
El Monte – El Paico 66kV C1	105%

Cabe destacar que el número de líneas que resulta con congestión comparado con el informe “Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD” se reduce, debido a que se contempla un criterio distinto al definido normativamente para

el mencionado estudio, además de considerarse nuevas obras que liberan la congestión en ciertas zonas. El resultado detallado del análisis se encuentra en el Apéndice I, donde se presentan los resultados y las evaluaciones correspondientes.

6.6 ANÁLISIS COMPROMETIDOS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO 2023

En la Sección N°11 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, publicada en enero de 2023, el Coordinador identificó análisis a ser realizados en el Informe Complementario 2023. En esta sección, se presentan los proyectos cuyos análisis han sido excluidos con base en la información recopilada y actualizada hasta la fecha de confección de este informe. A continuación, se detallan dichos análisis:

6.6.1 APOYO A LA TRANSFORMACIÓN AT/AT Y AT/MT EN LA REGIÓN METROPOLITANA AL AÑO 2030. ANÁLISIS DE RECONFIGURACIÓN DEL ANILLO 110KV – 220 KV

Con relación al análisis de la transformación AT/AT y AT/MT en la Región Metropolitana al año 2030, específicamente en cuanto a la reconfiguración del anillo 110kV - 220kV, se informa que dicho análisis será desarrollado fuera del presente Informe Complementario. Lo anterior, se fundamenta en la necesidad de asegurar la coherencia y la integración con otros análisis en curso, entre los cuales destaca el análisis de proyectos de transmisión de gran envergadura, tanto desde el norte como desde el sur, desarrollos que pueden incidir directamente en la configuración de la red de transmisión de la Región Metropolitana.

6.6.2 APOYO A SUFICIENCIA DE LAS SS/EE QUILPUÉ, SAN ANTONIO, ALGARROBO NORTE Y MARCHIGÜE

Con respecto al análisis de Apoyo a la Suficiencia de las SS/EE Quilpué, San Antonio y Algarrobo Norte, se informa que dicho análisis ha sido descartado del presente informe Complementario. Esta decisión se basa en que la CNE incorporó obras en su ITF 2022. En su último informe, la CNE evalúa opciones que satisfacen las necesidades de suficiencia de las subestaciones mencionadas.

En el caso particular de la Subestación Marchigüe, se determinó que no es necesario llevar a cabo obras por suficiencia asociadas a los clientes regulados, ya que el análisis actualizado no muestra sobrecargas significativas en los transformadores AT/MT de la Subestación.

6.6.3 ANÁLISIS DE COSTO – BENEFICIO PARA AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X154 KV CHARRÚA – LOS ÁNGELES

En el informe de Diagnóstico del año 2023 se señala que la línea 1x154 kV Charrúa - Los Ángeles experimenta congestiones a lo largo de todo el horizonte de estudio. Por dicho motivo, se procede a estudiar en mayor detalle este tramo, identificándose que durante el año 2023 la empresa propietaria de esta instalación actualiza la capacidad de transmisión de la línea en 156 MVA a 25°C, equivalente a 41 MVA adicionales a lo que se encontraba modelado. Contemplando esta nueva capacidad no se visualizan las congestiones presentadas en el informe de Diagnóstico del año 2023.

6.6.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X110 KV CASAS VIEJAS – MARBELLA

En el informe de Diagnóstico del año 2023 se señala que la línea de transmisión 1x110 kV Casas Viejas - Marbella experimenta congestiones dentro del horizonte de estudio evaluado. Producto de una actualización de los antecedentes cargados en la plataforma de información técnica, específicamente, en relación con los anexos que respaldan los límites térmicos de la instalación, se procedió a verificar los resultados obtenidos en el Diagnóstico 2023, identificando que la capacidad de la línea de transmisión se encontraba subdimensionada, ya que de acuerdo con los nuevos antecedentes, la capacidad de la instalación a 35°C es de 61 MVA, lo que equivale a 18 MVA adicionales a la capacidad con los que se evaluó la instalación en el informe de Diagnóstico 2023.

7 ANALISIS OBRAS PROPUESTAS POR EMPRESAS AL PLAN 2023

En conformidad a lo señalado en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en Decreto Supremo N° 37 del Ministerio de Energía que Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, publicado el 25 de mayo de 2021, en adelante el “Reglamento”, la Comisión Nacional de Energía convocó a la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión correspondientes al año calendario 2023, las cuales se presentaron a partir del día 21 de febrero hasta el 22 de mayo del presente año, de acuerdo con el aviso de convocatoria publicado en febrero de 2023 y que luego fue modificado por la Resolución Exenta CNE N° 136 del 2023, prorrogando el plazo establecido adicionando 30 días corridos al plazo establecido en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos para la presentación de proyectos de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2023.

Las fichas con la descripción mínima de los proyectos fueron publicadas el 30 de mayo en la página web de la Comisión Nacional de Energía. En dicha oportunidad el Coordinador toma conocimiento de esta información, teniendo sólo antecedentes previos de algunos proyectos presentados directamente en reuniones con los Coordinados.

En total, son 41 empresas promotoras que presentaron 182 obras en total por un monto de 2.404 MMUSD, de las que 84 de ellas son propuestas orientadas al segmento Nacional por un monto total de 1.354 MMUSD y las 98 obras restantes al segmento zonal por un monto total de 1.050 MMUSD.

Total Obras Propuestas según Segmento

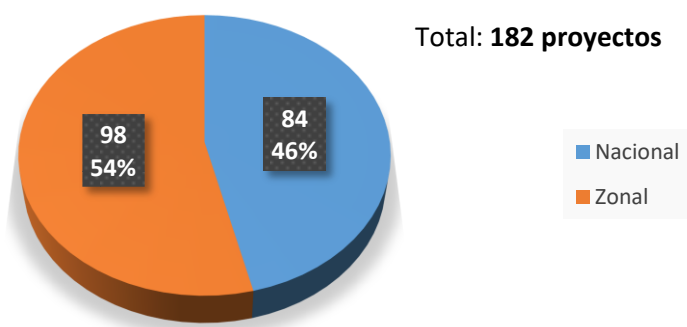


Figura 7-1. Total de obras presentadas por los promotores según el segmento a cuál están orientadas.

Obras Propuestas y su Distribución en el Territorio

Total: 182 proyectos

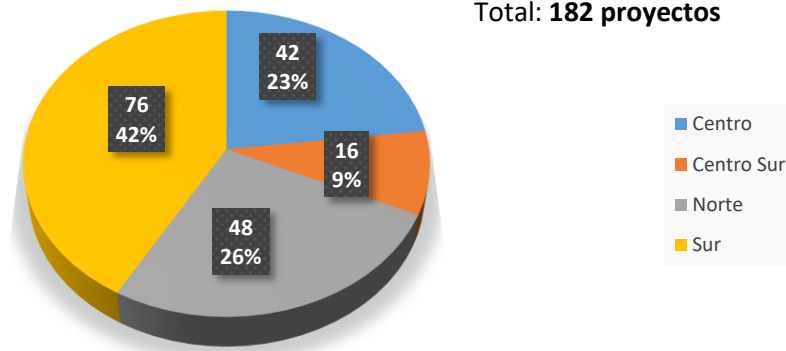


Figura 7-2. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según la zona geográfica a la que están orientadas.

De la Figura 7-2, se observa que la distribución de proyectos propuestos por las empresas promotoras se concentra principalmente en la zona sur y norte del país. Revisando en profundidad las obras propuestas para el segmento zonal, las obras se distribuyen de acuerdo con lo presentado en la Figura 7-3.

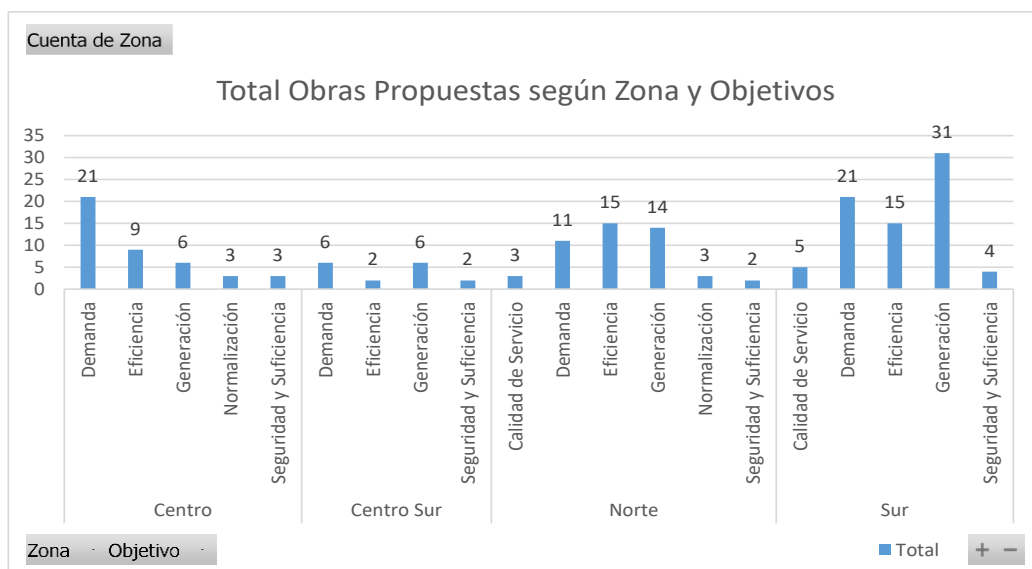


Figura 7-3. Obras del segmento Zonal presentadas por los promotores según la zona geográfica y objetivo.

Total Obras Propuestas según Segmento

Total: **182 proyectos**

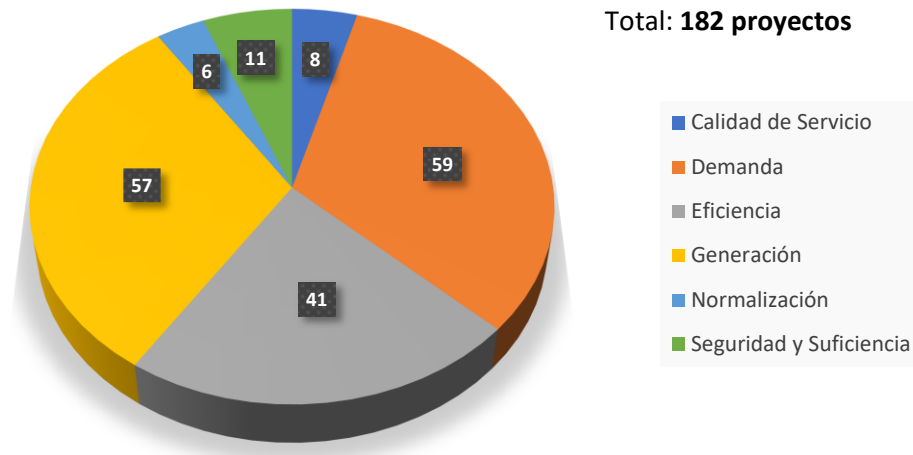


Figura 7-4. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según el objetivo al que están orientadas.

De la Figura 7-4, se puede observar que las prioridades de los promotores están principalmente orientadas a los objetivos de Demanda correspondiente a un 32.4% del total de las obras, seguidas casi en el mismo porcentaje por los objetivos de habilitar soluciones para la conexión de proyectos de generación y eficiencia.

Tabla 7.1. Conjunto de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores clasificadas según su objetivo y el peso ponderado de los valores de inversión.

Objetivo	Cantidad de proyectos	Suma VI de proyectos [MMUSD]	Porcentaje VI respecto del total
Calidad de Servicio	8	111,0	4,6%
Demanda	59	529,0	22,0%
Eficiencia	41	1012,0	42,1%
Generación	57	494,3	20,6%
Normalización	6	57,8	2,4%
Seguridad y Suficiencia	11	200,6	8,3%
Total	182	2404,8	100,0%

De la Tabla 7.1, se puede observar que un 42% del VI total es por proyectos enfocados en la eficiencia llevándose la mayor cantidad de la inversión, equipos de compensación, sistemas de almacenamiento y nuevos patios en 500 kV.

Se identifica 13 proyectos orientados al objetivo de eficiencia operacional y calidad de servicio, entre los que se incluye equipos de compensación, equipos de control de flujo y almacenamiento por un monto total de 381 MMUSD. Estos proyectos son:

1. Nuevo sistema de batería con capacidad de almacenamiento de 100MW y 20 minutos de duración en los tramos Frutillar Norte 220 - Rahue 220 y Rahue 220 - Pichirropulli 220 (AES Andes S.A.).
2. Nuevo sistema de batería con capacidad de almacenamiento de 100MW y 20 minutos de duración en el tramo Hualqui 220 - Lagunillas 220 (AES Andes S.A.).
3. Nuevo sistema de batería con capacidad de almacenamiento de 100MW y 20 minutos de duración en el tramo Likanantai 220 - Nueva Zaldívar 220 (AES Andes S.A.).
4. Nuevo sistema de batería con capacidad de almacenamiento de 100MW y 20 minutos de duración en el tramo Loica 220 - Alto Melipilla 220 (AES Andes S.A.).
5. Nuevo equipo Compensador Estático Síncrono en Serie (SSSC - Static Synchronous Series Compensator) en la S/E Santa Clara (WPD Malleco SpA).
6. Nuevo equipo de control de flujo en la futura S/E Likanantai, asociados a las líneas de 220 kV Andes - Likanantai (Transelec S.A.).
7. Nuevo equipo de control de flujo en la S/E Cardones, asociados a las líneas Cardones - San Andres y en la S/E Carrera Pinto asociados a las líneas Carrera Pinto - San Andres. (Transelec S.A.).
8. Nuevo equipo de control de flujo en la S/E Maitencillo, asociados a las líneas de 220 kV Maitencillo - Algarrobal. (Transelec S.A.).
9. Nuevo equipo de control de flujo en la S/E Santa Clara Elena, asociados a las líneas de 220 kV Charrúa - Mulchén (Transelec S.A.).

10. Nuevo Reactor Trifásico 25 MVar circuito N°1 de la LTx Nueva Pozo Almonte - Parinacota en la S/E Nueva Pozo Almonte (RED ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.).
11. Nuevo Reactor Trifásico 25 MVar circuito N°1 de la LTx Nueva Pozo Almonte - Parinacota en la S/E Parinacota (RED ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.).
12. Ampliación STATCOM en S/E Maipo, (Plan de Expansión 2019 capacidad 200 MVar), Nueva capacidad total de 600 MVar, 400 MVar adicionales (Colbún S.A.).
13. Ampliación STATCOM en S/E Maipo, (Plan de Expansión 2019 capacidad 200 MVar), Nueva capacidad total de 400 MVar, 200 MVar adicionales (Colbún S.A.).

En lo que respecta a las obras propuestas por las empresas para el proceso de expansión de la transmisión 2023, el Coordinador comparte con los proponentes la necesidad de incorporar herramientas que permitan flexibilizar el uso del sistema de transmisión. Dichas herramientas, tales como sistemas de control de flujo y sistemas de almacenamiento de corta duración, tienen la finalidad de optimizar el uso del sistema de transmisión, hasta que se lleven a cabo proyectos de expansión que permitan liberar las congestiones que se observan a largo plazo en el sistema.

En este contexto, las obras 1, 2, 3 y 4 corresponden a automatismos⁵ a través de sistemas de almacenamiento de corta duración, los cuales permitirían operar las líneas de transmisión por sobre su límite N-1. Esos automatismos permiten almacenar la energía para controlar las transferencias por un tramo durante la presencia de una falla en uno de los circuitos del tramo, no siendo proyectos que permitan la expansión de la capacidad del sistema de transmisión nacional. Además, requieren de la presentación de estudios sistémicos del SEN que garanticen el funcionamiento del automatismo propuesto. El aumento del límite de transferencias en el sistema de transmisión nacional se debe respaldar en estudios sistémicos detallados, que permitan especificar adecuadamente los equipos y su desempeño esperado, como también validar la respuesta dinámica del sistema y su robustez para máximas transferencias de potencia por tramos, y su operación estable ante las distintas contingencias que la propia normativa establece para los análisis de contingencias.

⁵ Procedimiento Interno: Diseño, implementación y operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/05/Procedimiento-Interno-Diseño-Implementación-y-Operación-de-Automatismos-para-el-Control-de-Transferencias-en-el-SEN_ver02.pdf

Adicionalmente, es necesario destacar la relevancia de implementar sistemas de control de flujo, cuya función primordial radica en la capacidad de gestionar de manera más eficiente la energía transmitida. Al ejercer un control preciso y dinámico sobre la distribución de la energía, se obtiene una minimización de las congestiones provocadas principalmente por la alta inserción de energía renovable, disminuyendo así los costos de operación del sistema. Ejemplo de este tipo de obras son los proyectos 5, 6, 7, 8 y 9.

Por otro lado, si bien se comparte con los proponentes lo indicado anteriormente, se requiere de una evaluación detallada de cada uno de ellos para recomendarlos. En este mismo sentido, es importante destacar que se comparte el interés manifestado por la industria en fortalecer el sistema nacional comprendido entre las subestaciones Charrúa y Mulchén, así como el sistema zonal que abastece la región del Ñuble, entre otros.

Adicionalmente, se destaca obras en las que existe coincidencia con el diagnóstico y propuesta elaborada por el Coordinador, entre ellas se encuentran:

1. Refuerzo de la línea 2x220 kV Charrúa - Santa Clara – Mulchén, el proyecto busca aumentar la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Charrúa - Santa Clara - Mulchén. Se reemplazarán los conductores actuales por uno de mayor capacidad y temperatura. También se considerará reemplazar equipos en las subestaciones si es necesario. Este proyecto está presentado por Atlas Development Chile SpA, Colbún S.A. y Enel Green Power.
2. Aumento capacidad LAT 2x220 kV Crucero – Kimal. El proyecto implica aumentar la capacidad de la línea existente de 2x220 kV entre las subestaciones Crucero y Kimal. Para lograr esto, se reemplazará el conductor ACAR 700 MCM actual por uno de alta capacidad, lo que permitirá aumentar la capacidad a alrededor de 1000 MVA por circuito. Este proyecto es presentado por Transelec S.A.
3. Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro – Miraje. El proyecto busca aumentar la capacidad de la línea existente de 220 kV entre las subestaciones Miraje y Encuentro, que tiene una longitud aproximada de 17 km. Esto se logrará mediante el reemplazo del conductor ACAR 700 MCM actual por un conductor de alta capacidad, lo que permitirá alcanzar una capacidad de aproximadamente 500 MVA por circuito. Este proyecto es presentado por Transelec S.A..
4. Tercer transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre. El proyecto considera la instalación del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Lo Aguirre, compuesto

por tres unidades 500/220/66 kV de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características. Este proyecto es presentado por Transelec S.A..

5. Nuevo transformador 500/220 kV en la S/E Entre Ríos. El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 500/220 kV en la S/E Entre Ríos de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Este proyecto es presentado por Colbún.

A nivel Zonal, también hay algunos proyectos en los que existe coincidencia con el diagnóstico y propuesta elaborada por el Coordinador, entre ellas se encuentran las ampliaciones en capacidad de transformación de las subestaciones Cañete, Padre las Casas y Talca.

Aquellos proyectos presentados por las empresas promotoras para este plan 2023 y que den respuesta a alguno de los problemas que sean identificados en el diagnóstico 2024 realizado por el Coordinador, serán analizados en su mérito para ser incorporados en la propuesta 2024 del Coordinador.

Finalmente, es necesario destacar que el Coordinador se encuentra siempre disponible para recibir propuestas de las empresas, con el objetivo de incluirlas en la Propuesta Anual del Expansión de la Transmisión 2024.

8 APÉNDICES

- 8.1 APÉNDICE I – ANÁLISIS PARA EL INFORME COMPLEMENTARIO**
- 8.2 APÉNDICE II – FACTIBILIDAD E INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LAS OBRAS**
- 8.3 APÉNDICE III - FACTIBILIDAD DE INCORPORAR UNA LÍNEA AUXILIAR EN PROYECTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**