

**COMPLEMENTO A LA PROPUESTA
DE
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2024

01 de julio de 2024

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Erick Zbinden A. – Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red
	Deninson Fuentes del C. – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Cristian Claveria H.	Jefe Departamento de Ingeniería y Diseño
Patricio Lagos R.	Jefe de Departamento de Prospectiva
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolas Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cristóbal Guzmán F.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Piero Izquierdo A.	Ingeniero de Departamento de Ingeniería y Diseño
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

ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
ÍNDICE DE TABLAS	6
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	7
1 RESUMEN EJECUTIVO	8
2 INTRODUCCIÓN	13
3 OBJETIVOS Y ALCANCE	14
OBJETIVOS	14
ALCANCE	14
4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO	15
5 ACTUALIZACIÓN DE ESCENARIOS DE LARGO PLAZO EN MODELO PLP Y RESULTADOS	16
6 OBRAS PROPUESTAS COMPLEMENTO PET 2024	25
7 ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PET 2024	33
8 PROYECTOS ORIENTADOS AL DESARROLLO COHERENTE DEL SISTEMA.....	39
9 ANÁLISIS ADICIONALES	41
10 ESTADO DE OBRAS CONDICIONADAS A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 157	42
11 ANÁLISIS OBRAS PROPUESTAS POR EMPRESAS AL PLAN 2024	46
12 APÉNDICES.....	54
APÉNDICE I – ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS	54
APÉNDICE II – ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PET 2024	54



APÉNDICE III – PROYECTOS ORIENTADOS AL DESARROLLO COHERENTE DEL SISTEMA	54
APÉNDICE IV – ANÁLISIS ADICIONALES	54
APÉNDICE V – FACTIBILIDAD E INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LAS OBRAS	54
APÉNDICE VI – BASES DE DATOS MODELO PLP	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5.1. Proyección de energía desagregada por uso y año. Horizonte 2024-2043. Escenario medio.....	18
Figura 5.2. Participación en la demanda según tipo de cliente. Horizonte 2024-2043. Escenario medio.....	18
Figura 5.3. Proyección de energía desagregada por uso y año. Horizonte 2024-2043. Escenario alto.	18
Figura 5.4. Participación en la demanda según tipo de cliente. Horizonte 2024-2043. Escenario alto.	18
Figura 5.5. Matriz de generación, Escenario A.	19
Figura 5.6. Matriz de generación, Escenario B.	19
Figura 5.7. Costo marginal promedio anual. Escenario A. Horario Diurno.	23
Figura 5.8. Costo marginal promedio anual. Escenario B. Horario Diurno.	23
Figura 5.9. Costo marginal promedio anual. Escenario A. Horario Nocturno.	24
Figura 5.10. Costo marginal promedio anual. Escenario B. Horario Nocturno.	24
Figura 10.1. Total de obras y V.I. presentadas por los promotores según el segmento a cuál están orientadas.....	46
Figura 10.2. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según la zona geográfica a la que están orientadas.	47
Figura 10.3. Obras del segmento Nacional presentadas por los promotores según la zona geográfica y objetivo.	48
Figura 10.4. Obras del segmento Zonal presentadas por los promotores según la zona geográfica y objetivo.	48
Figura 10.5. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según el objetivo al que están orientadas.	49
Figura 10.6. Obras presentadas por las Empresas coincidentes con la PET 2024.	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Desglose Propuestas Complemento a la propuesta de Expansión 2024.....	10
Tabla 1.2. Obras que forman parte de la Propuestas Complemento a la propuesta de Expansión 2024.....	10
Tabla 1.3. Obras de la Propuesta de Expansión 2024 que contienen actualización.....	11
Tabla 1.4. Propuesta anual de Expansión de la transmisión del Coordinador año 2024.	12
Tabla 5.1. Escenarios implementados del plan de obras de generación.	17
Tabla 5.2 Probabilidad de congestión para los escenarios A y B del plan de obras de generación.	21
Tabla 6.1. Potencia Total de futuros centros de carga de buses para la tecnología de propulsión eléctrica.	30
Tabla 10.1. Estado de obras condicionadas a Artículo 157 de acuerdo con necesidad sistémica. .	43
Tabla 11.1. Conjunto de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores clasificadas según su objetivo y el peso ponderado de los valores de inversión.....	49

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Coordinador: Coordinador Eléctrico Nacional.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

Informe de Diagnostico del año 2024: Informe “Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión – Proceso de Planificación de la Transmisión 2024”, diciembre de 2023.

Ley o LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

PET: Propuesta de Expansión de la Transmisión.

PMGD: Pequeños medios de generación distribuida.

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

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 22 de enero de este año, el Coordinador Eléctrico Nacional emitió su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para el proceso correspondiente al año 2024, de acuerdo con el Artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual establece que el Coordinador debe enviar 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 por parte de interesados a la CNE¹, siendo esta instancia la establecida para presentar el informe que complementa la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2024 del Coordinador.

Como complemento a la propuesta de expansión de la transmisión presentada en enero de 2024, se proponen siete (7) nuevos proyectos de expansión. De estos, cinco (5) corresponden a proyectos en Transmisión Nacional y dos (2) proyectos en Transmisión Zonal. El monto total de inversión propuesto asciende a 135 millones de dólares, el desglose de estos datos se encuentra en la Tabla 1.1 y el alcance de cada uno de estos proyectos se detalla en la Tabla 1.2. Dentro de estas nuevas propuestas se encuentran la incorporación de un sistema de control de flujos, cuyo principal objetivo es el de optimizar el uso de la línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara. También se incluyen aumentos de capacidad en líneas de transmisión, como por ejemplo los aumentos en las líneas 2x220 kV Miraje – Encuentro y en la línea 2x220 kV Kimal - Crucero, lo cual busca liberar congestiones y optimizar el uso de estos corredores promoviendo la oferta y facilitando la competencia.

Este informe también contiene actualizaciones a los proyectos presentados en la PET 2024. Lo anterior corresponde a una revisión conceptual de algunos proyectos debido a nueva información disponible, así como también contempla una revisión de valores de inversión y plazos constructivos del conjunto de proyectos. Dichas actualizaciones contienen además la revisión de la zona Metropolitana con la finalidad de potenciar y mejorar el alcance de un nuevo punto de apoyo en nivel de tensión 500 kV en la zona de Noviciado – Lo Campino y la revisión de la región de Ñuble con el objetivo de relevar un nuevo punto de suministro para esta región. Adicionalmente se actualizan a los insumos para la evaluación de dos proyectos asociados a equipos de control de flujo, los cuales

¹ Res. Exenta N°128/2024: Prorróguese en treinta días corridos el plazo de sesenta días corridos dispuesto en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, hasta el 16 de mayo de 2024 inclusive, para efectos de la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión por parte de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2024.

permitirían hacer un uso más eficiente de la infraestructura existente del sistema de transmisión en las zonas de Don Héctor – Punta Colorada y la zona Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar. Por último, se incluye la actualización de los análisis de la red de transmisión zonal de la zona oriente – sur de Santiago debido a información más reciente asociada a electromovilidad. El detalle global de esta actualización se está contenida en la Tabla 1.3.

Del mismo modo este informe incluye un conjunto de análisis que, si bien no forman parte de las obras propuestas de este informe complemento 2024, son necesarios de efectuar para diagnosticar el sistema de transmisión frente a particularidades que surgen debido a la dinámica de su expansión. Dentro de estos análisis se encuentra, el estudio para el sistema 154 kV entre las subestaciones Itahue y Charrúa, debido al retraso en la construcción de la obra “Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui”, obra que, a la fecha de emisión de este informe, aún no obtiene su resolución de calificación ambiental para el inicio de su construcción. De igual modo, se suma el análisis de requerimientos adicionales de infraestructura de transmisión en el entorno a la subestación Hualqui 220 kV, debido al interés en la zona para el desarrollo de proyectos de generación.

De igual manera, este informe incluye el estado de un conjunto de obras que no se ejecutaron conforme a lo dispuesto en sus respectivos decretos de adjudicación, por lo que actualmente están siendo analizadas según lo dispuesto en el artículo 157 del Reglamento.

Finalmente reiterar la importancia de los siguientes proyectos contenidos en la propuesta PET 2024 del Coordinador. El primer proyecto corresponde a “Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinacota”, el cual permite mejorar las condiciones de seguridad y calidad del servicio de la red de transmisión del entorno a Parinacota, dada la falta de reactivos en la zona. Debido a la relevancia del proyecto anterior, el Coordinador recomienda la aplicación del artículo 102° de la LGSE por parte del propietario de la instalación. El segundo proyecto corresponde a “Ampliación en S/E Diguillín (Nueva Chillán)”, el cual complementa la propuesta del Coordinador de los años 2022 y 2023 en relación con el proyecto “Nueva S/E Chillán más Nueva Línea 1X220 kV – Entre Ríos – Chillán”, el cual propone una solución de largo plazo a los problemas de suficiencia y seguridad de la red de transmisión de la Región de Ñuble.

De esta forma, la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión 2024 del Coordinador corresponde a un conjunto de 97 proyectos, con un valor de inversión referencial de 1.227 millones de dólares, según se resume en la Tabla 1.4.

Tabla 1.1. Desglose Propuestas Complemento a la propuesta de Expansión 2024.

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas		Ubicación por Región
	N° Obras	VI (MM USD)	N° Obras	VI (MM USD)	
Transmisión Nacional	4	105	1	23	
Subestaciones	-	-	1	23	VIII
Líneas	4	105	-	-	II; V; XIV-X;
Transmisión Zonal	2	7	-	-	
Subestaciones	1	3	-	-	RM
Líneas	1	4	-	-	VII
Sub Total	6	112	1	23	
TOTAL MMUSD	135				

Tabla 1.2. Obras que forman parte de la Propuestas Complemento a la propuesta de Expansión 2024.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Ejecución	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara	585		2031	Inmediata	Nacional	36	23	Utilización óptima de la infraestructura existente	Reduce congestiones y distribuye mejor los flujos de las instalaciones del entorno	Nueva
2	Aumento de capacidad de transmisión línea 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte	450	125	2033	Inmediata	Nacional	60	37	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Ampliación
3	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro	1000	16,3	2031	Inmediata	Nacional	40	25	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Ejecución	Segmento	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
4	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero	1000	10	2031	Inmediata	Nacional	40	19	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Ampliación
5	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla	500	57	2030	Inmediata	Nacional	40	24	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV	Ampliación
6	Ampliación en S/E Santa Rosa Sur (RTR ATMT)	50		2029	Inmediata	Zonal	24	3	Suficiencia	Permite el abastecimiento de nueva demanda	Ampliación
7	Ampliación línea 1x66 kV Enlace Buenavista - Curicó	60	5	36	Inmediata	Zonal	30	4	Suficiencia	Apoyo a sistema 66 kV entre Curicó y Parral	Ampliación

Tabla 1.3. Obras de la Propuesta de Expansión 2024 que contienen actualización.

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	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada	2x197	-	2030	Inmediata	Nacional	30	14	Utilización óptima de la infraestructura existente	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar	Ampliación
2	Nueva S/E Seccionadora El Noviciado 500/220 kV y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino	TR: 750 LT: 1000	18	2033	Inmediata	Nacional	60	191	Suficiencia	Asegurar abastecimiento de demanda en la Región Metropolitana	Nueva
3	Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likantantai – Nueva Zaldívar	2x660		2030	Inmediata	Nacional	30	42	Utilización óptima de la infraestructura existente	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV del entorno	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
4	Nueva S/E Diguillín (ex Nueva Chillán) NTR AT/AT.	AT/AT: 90 MVA	50	2032	Inmediata	Zonal	48	49 (10 +3+ 36)	Suficiencia y Seguridad	Fortalecer infraestructura de transmisión eléctrica para la región del Ñuble	Nueva
	Nuevo NTR AT/MT	AT/MT:30 MVA									
	Nueva Línea 2x220 kV – Entre Ríos – Diguillín	LTX:200 MVA									
5	Ampliación en S/E Carampangue (NTR ATMT)	20		2030	Inmediata	Zonal	30	5	Suficiencia	Abastecimiento de la demanda asociada a Carampangue	Ampliación

Tabla 1.4. Propuesta anual de Expansión de la transmisión del Coordinador año 2024.

Sistema	Obras de Ampliación		Obras Nuevas		Ubicación por Región
	N° Obras	VI (MM USD)	N° Obras	VI (MM USD)	
Transmisión Nacional	11	304	7	377	
Subestaciones	7	199	5	287	I; II; III; RM; X
Líneas	4	105	2	90	II; V; XIV-X;
Transmisión Zonal	66	358	13	188	
Subestaciones	53	257	11	156	II - X
Líneas	13	101	2	32	II; III; IV; RM; V; VI; VIII; X
Sub Total	77	662	20	565	
TOTAL MMUSD	1 227				

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento incorpora información y análisis complementarios a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2024 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 2024.

Por otro lado, todas las consideraciones generales y supuestos utilizados para el desarrollo de este informe se encuentran descritos y contenidos en el informe PET 2024². Dentro de las consideraciones y supuestos indicados, se encuentran la proyección de la 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 obras y la adaptación de los escenarios de capacidad instalada de generación óptima para el SEN.

Los resultados del plan de obras de generación y la proyección de la demanda se encuentran detallados en los apéndices IV y V del Informe PET 2024³.

Respecto del presente informe, en el Apéndice I se encuentra el análisis detallado de las propuestas que forman parte de este complemento, mientras que en el Apéndice II se incluyen las obras de la propuesta PET 2024 que fueron actualizadas en este proceso. El Apéndice III contiene el análisis de propuestas que, si bien no constituye propuestas de obras, son convenientes para el desarrollo coherente del sistema. El Apéndice IV incluye análisis que, permiten tener una visión del sistema de transmisión frente a particularidades que surgen debido a la dinámica de su expansión. Finalmente, el Apéndice V contiene la factibilidad e ingeniería conceptual de las obras propuestas y recomendadas para el desarrollo del sistema de transmisión.

² [PET 2024](#): Propuesta de la Expansión de la Transmisión realizada por el Coordinador 2024

³ [Apéndices Informe PET 2024](#): Apéndices del Informe Propuesta de la Expansión de la Transmisión año 2024

3 OBJETIVOS Y ALCANCE

OBJETIVOS

El objetivo del documento complementario a la propuesta de expansión de la transmisión emitida en enero de 2024 es actualizar la propuesta del Coordinador mediante la incorporación de nuevos antecedentes y análisis. Específicamente, se busca lograr los siguientes objetivos:

- Proponer nuevas obras de expansión Nacional y Zonal.
- Determinar obras que, por su urgencia, pudieran ser realizadas vía artículo 102° de la Ley.

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 IV⁴ del informe de diagnóstico del año 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.

⁴ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/informe-2022/>

5 ACTUALIZACIÓN DE ESCENARIOS DE LARGO PLAZO EN MODELO PLP Y RESULTADOS

Como seguimiento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024, publicada a principios de este año, se ha realizado una actualización detallada del Escenario A presentado en dicho informe. Esta revisión incluye información actualizada sobre los costos de los combustibles, los detalles específicos de las obras mencionadas en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión para el Año 2023, así como los proyectos que actualmente se encuentran en fase de construcción. Adicionalmente, se ha introducido un segundo escenario con el fin de enriquecer la evaluación de los proyectos propuestos y reforzar su justificación frente a la incertidumbre asociada con la consideración de supuestos sobre variables futuras.

5.1.1 ACTUALIZACIÓN DE LA OFERTA

Conforme a los supuestos descritos en la sección 4.2 de la PET 2024, que se desarrollan de acuerdo con el artículo 87° de la Ley, se procede a actualizar supuestos a incorporar en la elaboración de los escenarios en el modelo PLP, debido a la mejor información que se tiene a la fecha. Los aspectos modificados son:

- Proyecciones de costos de combustibles. Se utilizan los precios de GNL, Carbón y Diesel elaborados por el Departamento de Análisis Económico del Coordinador a mayo de 2024.
- Información sobre las centrales e instalaciones en construcción, reportada por la CNE hasta la Res. Ex. N°139 de marzo de 2024.
- Datos de las centrales e instalaciones existentes obtenidos a través de la plataforma Infotecnica del Coordinador.
- Se considera el cese de operación de la Central Termoeléctrica Andina (CTA) y Central Termoeléctrica Hornitos (CTH) al año 2025, a diferencia de la reconversión a biomasa considerada previamente.
- Actualización de los proyectos presentados a través del proceso de Acceso Abierto, registrados hasta abril de 2024.

5.1.2 ESCENARIOS INCLUIDOS EN EL MODELO PLP

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que faciliten la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador ha definido dos escenarios para su análisis. Este proceso considera la colaboración con la industria y los comentarios recibidos hasta enero de 2024. Los escenarios se describen en la Tabla 5.1. Para más información sobre la elaboración de estos escenarios, se dispone el documento Apéndice V - "Escenarios de Expansión del Parque Generador Periodo 2024-2043", publicado junto con la Propuesta PET 2024.

Tabla 5.1. Escenarios implementados del plan de obras de generación.

Combinatoria de supuestos		Escenario A (03)	Escenario B (04)
Demanda energética		Alta CEN	Media CEN
Costo de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías	Bajo	Ref.-Alto
	CSP Baterías de Carnot Bombeo Hidráulico	Referencial Referencial Alto	
Costo de inversión tecnologías de generación renovable	Solar	Bajo	
	Eólico Geotérmica Hidráulica	Bajo Referencial Referencial	
Costo de combustible		Referencial CEN-DPR ⁵	
Transición energética y descarbonización		80% aprox. Renovable 2030	
Año descarbonización del sistema		Retiro carbón 2030	
Retiro de unidades a carbón		Escenario 2030 PELP 2022	
Reconversión unidades a Carbón a Baterías de Carnot		2 unidades candidatas	
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos y geotermia		Baterías desde 2027 Baterías de Carnot desde 2028 CSP desde 2029 Bombeo desde 2033 Limitación geotermia e hidro Sin proyectos en base a GNL Limitación desarrollo transmisión sur	
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Desde 2027	
Estadística hidrológica		Seca-10 años	

Respecto al retiro de centrales a carbón, se considera el cronograma oficial de retiro de unidades, comprometidas para el periodo 2020-2029, establecido mediante un acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de las instalaciones. Esta información ha sido actualizada con las comunicaciones recibidas por el Coordinador en esta materia. Adicionalmente, para las centrales que no disponen de fecha comprometida para su retiro, se utilizará un escenario de retiro anticipado 2030 para los análisis, que corresponde a uno de los escenarios de actualización anual de la PELP 2022, cuyas fechas también se presentan en el Apéndice V del Informe PET 2024, publicado en enero de 2024.

⁵ DPR: Departamento de Prospectiva del Coordinador

De esta forma, a partir de la proyección de demanda publicada en el Apéndice IV “Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional Periodo 2023-2043”⁶ de la PET 2024, y resumida desde la Figura 5.1 a la Figura 5.4, se presenta la previsión de capacidad instalada existente, en desarrollo y proyectada para el horizonte 2024 – 2043 en la Figura 5.5 y la Figura 5.6.

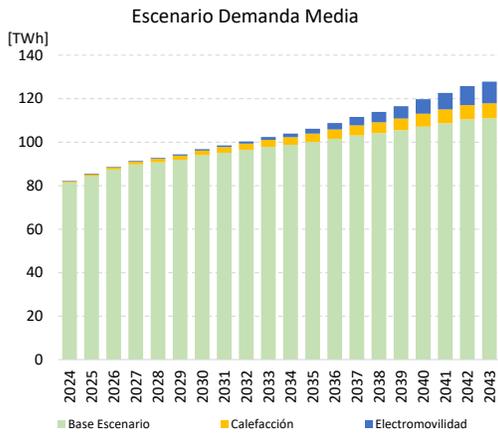


Figura 5.1. Proyección de energía desagregada por uso y año. Horizonte 2024-2043. Escenario medio.

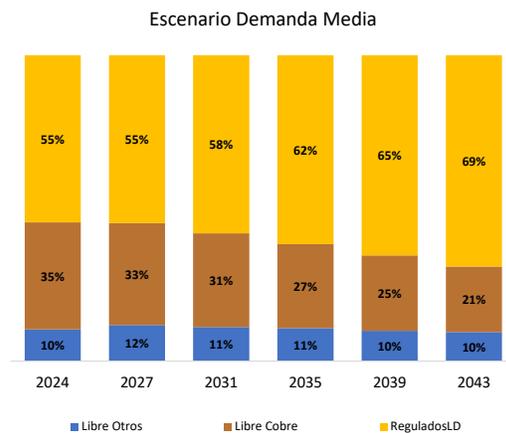


Figura 5.2. Participación en la demanda según tipo de cliente. Horizonte 2024-2043. Escenario medio.

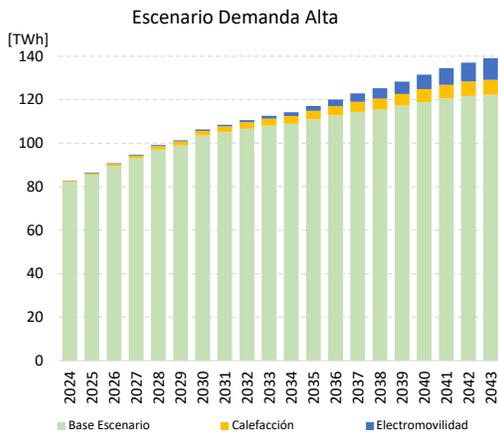


Figura 5.3. Proyección de energía desagregada por uso y año. Horizonte 2024-2043. Escenario alto.

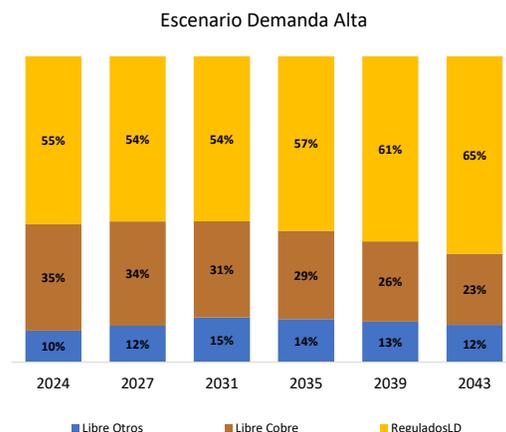


Figura 5.4. Participación en la demanda según tipo de cliente. Horizonte 2024-2043. Escenario alto.

⁶ [Anexo IV: Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN 2023 -2043/ PET 2024](#)

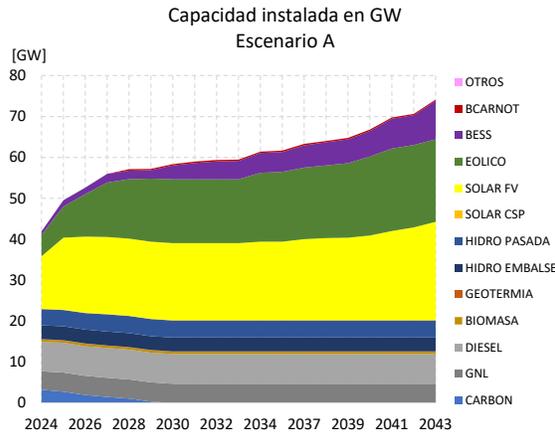


Figura 5.5. Matriz de generación, Escenario A.

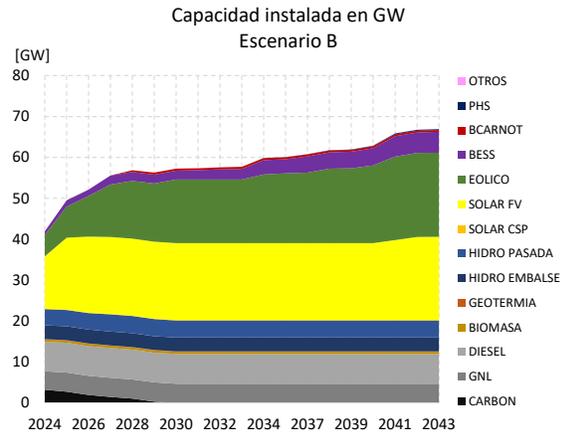


Figura 5.6. Matriz de generación, Escenario B.

5.1.3 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para los escenarios A y B, elaborados para evaluar obras de transmisión en la presente propuesta complementaria. Los antecedentes que se exponen corresponden a probabilidad de congestión esperada en las líneas de 500 kV del sistema de Transmisión Nacional y costos marginales. Además, se proporcionan en el Apéndice VI los conjuntos de datos detallados que incluyen tanto las entradas como las salidas de las simulaciones realizadas. Esto permite una comprensión exhaustiva de los resultados presentados, abarcando desde la información de entrada inicial hasta los resultados finales obtenidos para los escenarios A y B.

5.1.3.1 Congestiones

En la Tabla 5.2 se presenta la probabilidad de congestión esperada para el horizonte 2025-2040 en los tramos del sistema de transmisión nacional. Esta probabilidad se describe en la ecuación (1) y representa la cantidad de horas previstas en que un tramo de transmisión alcance su máxima capacidad. Esta vez, a diferencia de procesos anteriores, con motivo de la elaboración de la tabla, se ha incluido la probabilidad de congestión sin considerar liberación de restricciones de transmisión, realizadas para diagnosticar los tramos principales del Sistema de Transmisión Nacional, siendo éstas primordialmente líneas Nacionales de 220 kV.

$$P = \frac{\sum_{Hidro} t_{congestion}}{N_{Hidro} \cdot t_{total}} \quad (1)$$

A modo de resumen, a partir de los resultados, es posible indicar que:

- En el Norte Grande del Sistema Eléctrico Nacional se observan congestiones debido al volumen de energía ERV prevista en la zona. Estas congestiones se incrementan en torno a la S/E Kimal con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. El tramo crítico corresponde a 2x500 kV Parinas – Los Changos superando el 10% de probabilidad de tiempo en congestión al año 2030 y excediendo el 20% al año 2037.
- En el Norte Chico se prevén congestiones en las líneas de 220 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar. Principalmente en las líneas 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Colorada y 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar (línea antigua), previendo congestiones por sobre el 20% del tiempo al año 2025 en el primer caso y al año 2027 en el segundo caso. Estas congestiones se deben al desbalance en la proporción de transmisión de energía entre los corredores nuevo y antiguo de 220 kV, así como en la reducida capacidad del corredor antiguo que limita incluso la máxima transferencia por el corredor nuevo al cumplir con el criterio de seguridad N-1.
- A diferencia de procesos anteriores de la Propuesta de Expansión del Coordinador, se evidencia que la congestión que antes se observaba en el tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, se traslada al tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. En la práctica la conclusión es la misma, dado que la limitación de los tramos 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico implica recortes de energía en el norte del SEN y desacoples del costo marginal en las barras de ambos extremos.
- La obra “Nueva S/E Lo Campino” incrementa la congestión en el corredor comprendido entre las subestaciones Polpaico y subestación Cerro Navia, principalmente en el tramo entre la nueva subestación Lo Campino y Lampa. Esta problemática ha sido abordada en la Propuesta de Expansión de enero de 2024 y, por tanto, se presenta para el análisis de transmisión tanto zonal como nacional.
Asimismo, se prevé que los tramos de transformación 500/220 kV que abastecen a la Región Metropolitana superen su capacidad por criterio de seguridad N-1 desde el año 2030 para el caso de S/E Polpaico, el año 2031 en el caso de S/E Lo Aguirre y para el año 2034 en el caso de S/E Alto Jahuel.
- Se observan congestiones en los tramos 2x220 kV Rapel – Loica – Alto Melipilla debido a inyección de centrales generadoras y PMGD en la zona.
- En la zona sur se observan congestiones por sobre el 20% de probabilidad de tiempo a contar del año 2026 en el corredor 2x220 kV Charrúa – Santa Clara – Mulchén, debido a la inyección

esperada de energía eólica. Las congestiones en las líneas 2x220 kV Lastarria – Ciruelos, 2x220 kV Cautín – Temuco y 2x220 kV Valdivia – El Laurel son atenuadas o resueltas con la entrada en operación conjunta de los proyectos “Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli”.

- En el extremo sur se observan congestiones en el corredor comprendido entre la subestación Nueva Pichirropulli y subestación Tineo, en particular, en el tramo comprendido entre las subestaciones Tineo y Rahue.

Tabla 5.2 Probabilidad de congestión para los escenarios A y B del plan de obras de generación.

Nombre Tramo	E	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lampa220->Polpaico220	A	4%	1%	2%	1%	1%	12%	42%	46%	51%	53%	54%	57%	60%	64%	67%	71%
	B	3%	1%	1%	1%	1%	9%	35%	39%	43%	45%	49%	53%	56%	59%	62%	67%
LoCampino220->Lampa220	A						11%	42%	46%	50%	52%	53%	56%	60%	63%	66%	71%
	B						9%	35%	39%	42%	45%	48%	52%	55%	59%	62%	67%
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	A	26%	31%	35%	32%	23%	22%	24%	26%	26%	30%	33%	33%	35%	37%	38%	40%
	B	25%	27%	31%	31%	18%	13%	16%	17%	20%	25%	27%	28%	33%	34%	37%	38%
Crucero220->Kimal220	A	3%	3%	2%	4%	23%	30%	30%	30%	31%	31%	31%	31%	32%	32%	31%	32%
	B	3%	2%	2%	2%	25%	37%	37%	38%	37%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Miraje220->Encuentro220	A			1%	1%	9%	12%	18%	19%	23%	39%	41%	42%	42%	43%	43%	44%
	B		1%	2%	11%	20%	22%	25%	27%	35%	36%	38%	40%	43%	44%	46%	50%
Polpaico500->Polpaico220	A				2%	5%	9%	15%	17%	18%	26%	31%	33%	37%	39%	39%	42%
	B				2%	5%	8%	15%	17%	21%	29%	33%	35%	39%	44%	46%	47%
NuevaPelambres220->Quillota220	A				27%	23%	19%	20%	18%	17%	19%	19%	19%	16%	17%	17%	20%
	B				28%	23%	24%	24%	25%	24%	25%	25%	24%	26%	26%	25%	24%
LoAguirre500->LoAguirre220	A				4%	6%	9%	12%	14%	20%	24%	27%	33%	36%	40%	47%	
	B				3%	5%	8%	10%	13%	19%	23%	27%	33%	38%	42%	48%	
Charrua220->SantaClara220	A	6%	24%	24%	30%	29%	21%	16%	15%	16%	15%	16%	17%	17%	17%	19%	18%
	B	6%	23%	23%	26%	25%	15%	8%	8%	9%	7%	7%	8%	9%	9%	9%	10%
Atacama220->Ohiggins220	A		12%	2%	7%	8%	11%	20%	22%	24%	24%	26%	30%	33%	35%	36%	37%
	B		10%		1%	2%	3%	11%	12%	12%	11%	12%	13%	16%	15%	17%	18%
Parinas500->LosChangos500	A		1%	3%	5%	12%	15%	16%	16%	15%	20%	20%	21%	23%	24%	25%	30%
	B		2%	3%	1%	9%	10%	11%	11%	11%	14%	16%	15%	18%	18%	18%	21%
Likantantai220->NuevaZaldivar220	A	59%	82%	29%	1%	1%	4%	6%	6%	7%	6%	6%	7%	8%	10%	11%	11%
	B	58%	75%	18%													
PAzucar220->DonHector220	A		2%	21%	18%	10%	8%	8%	9%	10%	13%	14%	17%	17%	19%	21%	25%
	B		1%	19%	17%	8%	4%	5%	6%	8%	10%	12%	12%	15%	16%	18%	20%
Andes220->Likantantai220	A	8%	12%	8%	10%	11%	12%	13%	14%	13%	13%	13%	12%	13%	13%	13%	13%
	B	8%	13%	6%	4%	6%	7%	8%	9%	11%	11%	13%	13%	14%	16%	17%	17%
Quillota220->Nogales220	A	1%				12%	15%	15%	15%	17%	15%	18%	20%	21%	23%	24%	26%
	B	1%				9%	10%	10%	11%	11%	9%	10%	12%	12%	12%	14%	15%
PuertoMontt220->Melipulli220	A	7%								1%	3%	5%	11%	20%	27%	34%	41%
	B	6%								1%	2%	4%	8%	16%	24%	31%	38%
Lagunas220->NuevaPozoAlmonte220	A			2%	2%	3%	7%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%
	B			9%	10%	14%	13%	14%	14%	14%	17%	16%	16%	17%	16%	16%	15%
AltoJahuel500A->AltoJahuel220	A					1%	3%	3%	5%	6%	8%	10%	12%	15%	17%	20%	25%
	B					1%	3%	2%	4%	5%	7%	10%	11%	15%	17%	22%	27%
Rapel220->Loica220	A	8%	8%	8%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%	4%	4%	4%
	B	8%	9%	8%	8%	8%	9%	8%	7%	7%	8%	7%	7%	6%	6%	6%	6%
Atacama220->Miraje220	A	2%	1%	5%	1%	1%		1%	4%	5%	5%	6%	9%	10%	11%	12%	14%
	B	2%		5%	1%	1%	1%	3%	7%	8%	7%	9%	10%	12%	13%	15%	18%
PuntaColorada220->DonHector220	A	37%	28%														
	B	36%	25%														
Ancoa500->AltoJahuel500A	A	1%	8%	12%	13%	5%	3%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%
	B	1%	9%	12%	13%	4%	3%	8%	7%	8%	6%	5%	6%	5%	5%	5%	5%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	A	20%	19%	17%	13%	1%					1%	1%	2%	2%	2%	3%	3%
	B	21%	16%	16%	13%	1%					1%	1%	2%	1%	2%	2%	3%
	A		1%	2%	2%	2%	2%	4%	9%	11%	11%	10%	10%	10%	9%	8%	8%

Nombre Tramo	E	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Rahue220->FrutillarNorte220	B		1%	3%	1%	1%	2%	3%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	6%
Loica220->AltoMelipilla220	A		1%	7%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	3%	2%
	B		2%	9%	8%	9%	8%	8%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	5%	5%
Mulchen220->Diguenes220	A						4%	10%	8%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	6%
	B						4%	9%	8%	8%	7%	7%	8%	9%	8%	8%	9%
SantaClara220->Mulchen220	A	2%	8%	14%	17%	17%	7%										
	B	2%	8%	12%	19%	19%	9%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PAzucar220->PuntaColorada220	A	30%	30%														
	B	28%	27%														
Diguenes220->LosNotros220	A						4%	4%	4%	5%	6%	7%	8%	8%	10%	11%	12%
	B						3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	7%	9%	10%	12%
Parinas500->Parinas220	A	1%	2%	6%	2%	1%	3%	2%	2%	3%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	11%
	B	2%	2%	6%	2%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	6%	7%	8%
Lastarria220->Ciruelos220	A	17%	8%	3%	1%	1%	2%	6%	1%								
	B	18%	8%	3%	1%		1%	6%	2%								
Kimal500->Kimal220	A	1%		1%		1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	5%	6%	6%
	B	1%		1%		3%	4%	4%	4%	4%	6%	8%	8%	9%	10%	10%	12%
Polpaico500->NvaPAzucar500	A			1%	3%	4%	1%	2%	3%	2%	3%	5%	5%	6%	6%	8%	12%
	B		1%	1%	3%	4%	1%	1%	1%	2%	2%	4%	4%	5%	6%	6%	7%
LosVilos220->LasPalmas220Aux	A			2%	13%	4%	1%	1%	2%	1%	3%	4%	5%	6%	7%	10%	10%
	B				13%	4%				1%	2%	2%	3%	4%	5%	5%	6%
ElCobre220->NuevaCentinela220	A	1%	2%	2%	5%	6%	8%	9%	8%	9%	8%	8%	9%	7%	6%	6%	5%
	B									1%	1%	1%	1%				
LasPalmas220->LasPalmas220Aux	A				13%	4%		1%	2%	1%	3%	4%	5%	5%	5%	7%	10%
	B				13%	4%				1%	2%	3%	3%	5%	5%	6%	6%
Chena220->CerroNavia220	A		1%	2%	1%	2%	3%		1%	1%	1%	2%	2%	4%	4%	7%	10%
	B		1%	2%	1%	3%	3%		1%	1%	1%	2%	3%	5%	5%	9%	12%
Valdivia220->ElLaurel220	A		8%	11%	9%	8%	8%										
	B		8%	11%	9%	7%	6%										
LasPalmas220->PuntaSierra220	A	5%	14%	18%	1%												
	B	6%	8%	10%													
CNaviaDesf220->LoCampino220	A						1%	2%	3%	2%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
	B						2%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	5%	5%
Tineo220->Aurora220	A								2%	2%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%
	B								1%	2%	1%	3%	3%	4%	4%	6%	7%
Cumbre500->Llullaillaco500	A										3%	4%	4%	5%	6%	7%	9%
	B										2%	3%	3%	4%	4%	4%	6%
Cautin220->Temuco220	A				4%	4%	7%	11%	4%						1%	2%	4%
	B				1%	1%	3%	6%	2%						1%	1%	3%
AltoJahuel500->LoAguirre500	A	10%	3%														
	B	11%	3%														
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	A													1%	1%	1%	1%
	B					1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

5.1.3.2 Costos Marginales

Respecto de los perfiles de costo marginales esperados, estos son agrupados en promedio anual por barra. Esta representación permite identificar zonas del sistema de transmisión con posibles desequilibrios, principalmente por congestiones, y así determinar la necesidad de expansiones en la capacidad de transmisión. Para este propósito, se consideran representativas las siguientes ubicaciones 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, Tineo 220 kV (ver Figura 5.7 a Figura 5.9).

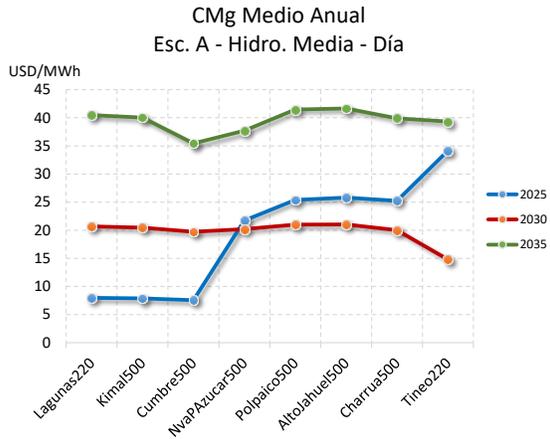


Figura 5.7. Costo marginal promedio anual. Escenario A. Horario Diurno.

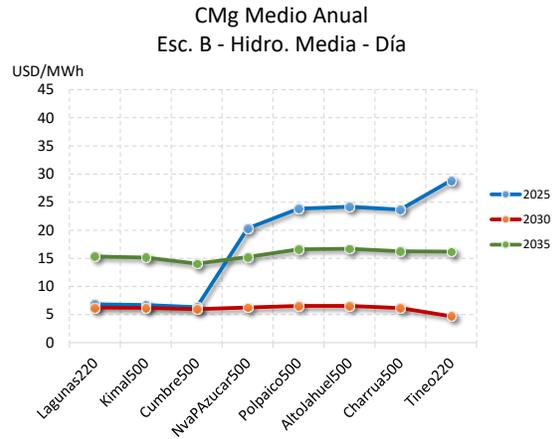


Figura 5.8. Costo marginal promedio anual. Escenario B. Horario Diurno.

En horario diurno (ver Figura 5.7 y Figura 5.8), el costo marginal promedio anual para el año 2025 muestra un comportamiento similar en ambos escenarios, pero difiere en el largo plazo para los años 2030 y 2035 debido a variaciones en la proyección de demanda. Geográficamente, las mayores diferencias en el costo marginal se observan entre Cumbre 500 kV y Polpaico 500 kV, debido al exceso de capacidad de generación en el Norte Grande del SEN y la insuficiente capacidad para transmitir esa energía en dichos horarios a los centros de consumo en la zona central del SEN. Sin embargo, para el año 2030 se observa un perfil más bien plano de costos marginales, principalmente con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

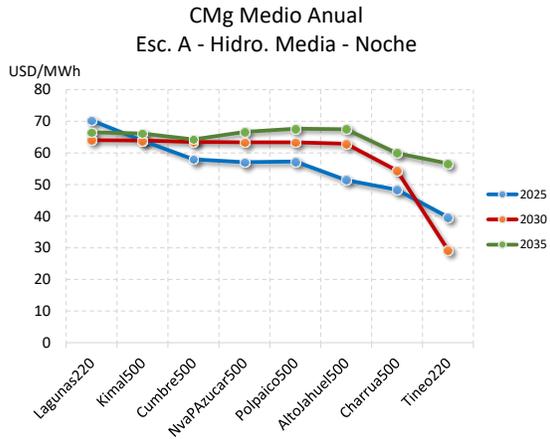


Figura 5.9. Costo marginal promedio anual. Escenario A. Horario Nocturno.

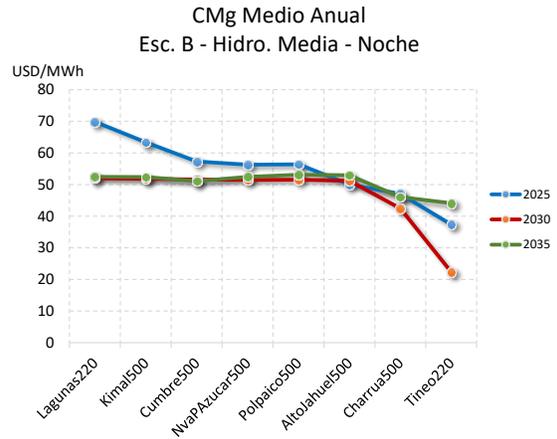


Figura 5.10. Costo marginal promedio anual. Escenario B. Horario Nocturno.

En horario nocturno (Figura 5.9 y Figura 5.10), se mantiene la misma tendencia en los costos marginales y su variación a lo largo de los años. Geográficamente, en 2025 se observan dos grandes diferencias en los costos marginales: entre Lagunas 220 kV y Cumbre 500 kV, y entre Polpaico 500 kV y Tineo 220 kV. En el primer caso, el perfil se aplanan en 2030 con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre; en el segundo, la diferencia del costo marginal se encuentra entre las barras de Alto Jahuel 500 kV y Nueva Pichirropulli 220 kV y se atenúa con las obras “Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, “Nueva S/E Digüeñes” y “Nueva línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli”.

Es importante señalar que entre Nueva Pichirropulli y Tineo no se observan diferencias en el costo marginal medio anual, tanto de día como de noche. Esto sugiere que, para la distribución y nivel de inserción ERV previstos en los escenarios A y B, no se justifica analizar el cambio de tensión del tramo 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo.

6 OBRAS PROPUESTAS COMPLEMENTO PET 2024

En esta sección se muestran las obras complementarias a la propuesta de expansión de la transmisión 2024, presentando el alcance de estas, mientras que los análisis que justifican las obras propuestas se encuentran en el Apéndice I.

6.1.1 OBRAS NACIONALES

6.1.1.1 Obras Nuevas

6.1.1.1.1 Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara

El objetivo de este proyecto es incorporar nueva tecnología que permita realizar un uso óptimo del tramo comprendido entre las subestaciones Charrúa y subestación Mulchén. Esta acción se realizará mediante la incorporación de tecnología FACTS u otra afín, conectada en serie a la línea 2x220 kV Charrúa– Santa Clara, con lo cual se puede realizar un control dinámico y eficiente del flujo modificando la reactancia de la línea.

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator) (u otra tecnología similar) en la subestación Santa Clara, posicionados en el lado de la línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara, con el propósito de redistribuir los flujos de potencia que se transmiten por el tramo 2x220 kV Charrúa – Mulchén, previo a la entrada en operación de la línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes, y posterior a la ejecución de este proyecto el equipo tendrá como objetivo controlar los flujos en la línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes.

Los equipos deberán ser capaces de adicionar, de manera dinámica, un aporte capacitivo o inductivo de al menos 10 ohms. Adicionalmente, los equipos deberán soportar una corriente de régimen permanente que sea, al menos, equivalente a la de los circuitos a compensar, considerando una capacidad a 25°C con sol.

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.

Finalmente, 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 23 MMUSD.

6.1.1.2 Obras de Ampliación

6.1.1.2.1 Aumento de capacidad de transmisión línea 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte.

Este repotenciamiento tiene como objetivo reducir la limitación de transmisión diagnosticadas para el tramo 2x220 kV Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte, lo cual se debe principalmente a la inclusión del proyecto PE Vientos del Lago, el cual se encuentra comprometido debido a suscripción de contratos en procesos de licitación de suministro.

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV entre la subestación Nueva Pichirropulli y la subestación Frutillar Norte. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 450 MVA a 25°C con sol por circuito.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

Adicionalmente, el proyecto considera el cambio de los elementos series de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, transformadores de corriente, tal que puedan operar a 3,23 kA que es la capacidad térmica por circuito de la línea que es de 3,23 kA a una temperatura ambiente de 25°C con sol.

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, entre otras. 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

Finalmente, 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 37 MMUSD.

6.1.1.2.2 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Miraje – Encuentro

Este repotenciamiento tiene como objetivo reducir la limitación de transmisión diagnosticada para el tramo 2x220 kV Miraje – Encuentro, lo cual se debe principalmente al potencial de generación solar fotovoltaica en torno a la S/E Miraje.

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV entre la subestación Miraje y la subestación Encuentro. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA a 35°C con sol por circuito.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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, entre otras. 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 40 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 MMUSD.

6.1.1.2.3 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero

Este repotenciamiento tiene como objetivo reducir la limitación de transmisión diagnosticadas para el tramo 2x220 kV Kimal – Crucero, lo cual se debe principalmente al potencial de generación solar fotovoltaica en torno a la S/E Crucero.

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV entre la subestación Kimal y la subestación Crucero. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA a 35°C con sol por circuito.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

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, entre otras. 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 40 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 19 MMUSD.

6.1.1.2.4 Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo comprendido entre las subestaciones Alto Melipilla y subestación Loica y así paliar las congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al interés de desarrollo de generación en la zona.

El proyecto consiste en el cambio de conductor del tramo de la línea 2x220 kV Alto Melipilla – Loica, el que actualmente posee un conductor tipo ACSR Gull de capacidad 197 MVA a 25 C°, por un conductor que permita una capacidad de transporte de al menos 500 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 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, entre otras. 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.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 40 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 24 MMUSD.

6.1.2 OBRAS ZONALES

6.1.2.1 Zona Norte

No se presentan proyectos complementarios, que formen parte de la Propuesta de Expansión 2024 del Coordinador para esta zona.

6.1.2.2 Zona Quinta Región

No se presentan proyectos complementarios que formen parte de la Propuesta de Expansión 2024 del Coordinador para esta zona.

6.1.2.3 Zona Metropolitana

Para esta zona se levantaron nuevos antecedentes referentes a datos sobre Electromovilidad en la Región Metropolitana de Santiago que no estaban disponibles al momento de desarrollar el “Informe de Diagnostico del año 2024”⁷, en especial lo que respecta al Oficio N° 35975/2023 de la Dirección de Transporte Público Metropolitano (DTPM) publicado en diciembre de 2023, que contiene los resultados de los análisis de las diversas aristas necesarias para la ejecución de los contratos de concesión que deriven de las bases de licitación de uso de vías 2023, actualmente en trámite de toma de razón, y que se estima que entren en operación durante el primer semestre de 2025.

⁷ [Informe de Diagnostico del año 2024](#): emitido en noviembre de 2023

En este contexto, se toma en consideración el listado de inmuebles informado mediante el Oficio señalado anteriormente, destinados a terminales del Sistema de Transporte Público Metropolitano, que serán objeto de la próxima licitación, y en los que se implementarán futuros centros de carga de buses para la tecnología de propulsión eléctrica. A continuación, en la Tabla 6.1 se presentan las SS/EE a las cuales se estima se conectarán los centros de cargas de buses.

Tabla 6.1. Potencia Total de futuros centros de carga de buses para la tecnología de propulsión eléctrica.

Subestación	Potencia máxima Total [MW]	N° Electroterminales
Costanera	3,2	1
La Pintana	4,7	2
La Reina	1,2	1
Las Acacias	4,5	1
Macul	5,3	2
Maipú	3,2	1
Mariscal	5,9	2
Ochagavía	2,9	1
Quilicura	1,2	1
Recoleta	1,5	1
San Bernardo	5,3	2
San José	2,4	1
San Pablo	5,8	2
Santa Marta	12,9	2
Santa Raquel	4,9	1
Santa Rosa Sur	8,5	2

Considerando los datos de la Tabla 6.1, se ratifica la necesidad de las obras propuestas en la PET2024 con el fin de dar apoyo de suficiencia por electromovilidad, en especial las obras:

- Nueva S/E Adolfo Ibáñez
- Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT)
- Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)
- Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT)
- Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)
- Ampliación en S/E Santa Marta (RTR ATMT)

A lo anterior, se considera necesario una ampliación en la S/E Santa Rosa Sur presentada a continuación.

6.1.2.4 Ampliación en S/E Santa Rosa Sur (RTR ATMT)

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación Santa Rosa Sur, ubicada en la comuna de Puente Alto perteneciente a la región Metropolitana de Santiago.

La necesidad de la obra se desprende de la información mostrada en la sección 6.1.2.3.

De esta manera al año 2031 al menos uno de los transformadores AT/MT Santa Rosa Sur 110/12.5KV 25MVA 1, Santa Rosa Sur 110/12.5KV 25MVA 2 y Santa Rosa Sur 110/13.2KV 25MVA 3, superarían el 85% de su capacidad nominal. Por ende, se presenta una propuesta para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Rosa Sur mediante el remplazo del actual transformador 110/12.5KV 25MVA 1, por un nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), adecuaciones y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 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 MMUSD.

6.1.2.5 Zona Centro – Sur

6.1.2.5.1 Ampliación línea 1x66 kV Rauquén (enlace nueva S/E Buenavista) – Curicó

La obra surge como necesidad de complementar el proyecto “Nueva S/E Buenavista” contenido en el Informe Técnico Final año 2020 de la CNE. El objetivo es resolver un problema de suficiencia para la línea 1x66 kV Rauquén (enlace nueva S/E Buenavista) – Curicó, la cual ve comprometida su capacidad, debido a la distribución de flujos que ocasiona esta nueva subestación. El proyecto

consiste en el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Rauquén (enlace nueva S/E Buenavista) – Curicó, de aproximadamente 6,5 kilómetros, a una capacidad de al menos 60 MVA a 35°C.

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, 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.

6.1.2.6 Zona Sur

No se presentan proyectos complementarios, que formen parte de la Propuesta de Expansión 2024 del Coordinador para esta zona.

7 ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PET 2024

En esta sección se muestran los proyectos de la propuesta de expansión de la transmisión 2024, que presentan una actualización en la definición de su alcance. Los análisis correspondientes a esta sección encuentran en el Apéndice II.

7.1.1 OBRAS NACIONALES

7.1.1.1 Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada

El objetivo de este proyecto es incorporar tecnología para aumentar el límite de las transferencias en el corredor de 220 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y subestación Nueva Pan de Azúcar. Esta acción es posible mediante la incorporación de tecnología FACTS u otra afín conectada en serie a la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada, con lo cual se puede realizar un control dinámico del flujo por la línea.

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator) (u otra tecnología similar) en la subestación Don Héctor, posicionados en el extremo de la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada, con el propósito de redistribuir los flujos de potencia que se transmiten por los tramos de 220 kV ente las subestaciones Don Héctor y Nueva Pan de Azúcar.

Los equipos deberán ser capaces de adicionar, de manera dinámica, un aporte capacitivo o inductivo de al menos 10 ohms. Adicionalmente, los equipos deberán soportar una corriente de régimen permanente que sea, al menos, equivalente a la de los circuitos a compensar, considerando una capacidad a 25°C con sol.

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, 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 14 MMUSD.

7.1.1.2 Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino

El objetivo de la obra consiste en asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la subestación Lo Campino, ubicada en la comuna de Cerro Navia perteneciente a la región Metropolitana de Santiago.

La necesidad de la obra se enmarca a los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2024, tanto para el sistema Nacional y Zonal. Respecto al sistema nacional se requiere para liberar las congestiones observadas en la transformación 500/220 kV de las subestaciones Lo Aguirre y subestación Polpaico, a la vez también permite resolver problemas de suficiencia en la transformación 220/110 kV ubicada en el sector poniente de Santiago.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada El Noviciado, mediante el seccionamiento de la línea 2x500 kV Polpaico – Seccionadora Lo Aguirre, con sus respectivos paños de línea y patios en 500 kV y 220 kV del tipo GIS. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA (3x250 MVA) de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más una unidad de reserva.

El proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la S/E El Noviciado, manteniendo, al menos las características técnicas de la línea que se secciona. La configuración del patio de 500 kV de la subestación El Noviciado corresponderá a interruptor y medio, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA y el seccionamiento de la línea 2x500 kV Polpaico – Seccionadora Lo Aguirre.

Por su parte, la configuración del patio de 220 kV en configuración interruptor y medio deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA, el seccionamiento de la línea 2x500 kV Polpaico – Seccionadora Lo Aguirre y futuros proyectos en la zona.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente a 15 km al norte siguiendo el trazado de la línea 2x500 kV Polpaico – Seccionadora Lo Aguirre desde la S/E Polpaico, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

Por otro lado, se propone la Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino de 21 km de longitud de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35° C con sol. El proyecto considera los respectivos paños de línea en ambas subestaciones. Cabe mencionar que este trazado debe estar alejado del aeropuerto de Santiago dado lo indicado en el documento de la Dirección General de Aeronáutica Civil, DAN-14-153, el cual especifica en su

capítulo 5 que “Deben ser sometidos a la autorización de la DGAC, nuevos objetos o extensiones de objetos de cualquier naturaleza, temporal o permanente, fijo o móvil” donde “Su configuración es poco visible a distancia, como, por ejemplo, torres, líneas de alta tensión, instalaciones de cables y antenas, entre otros, y se encuentra ubicado a 3.000 metros del borde interior.” Por otro lado, el trazado se estima de la siguiente forma:

1. Tramo aéreo no habitado: 13,5 km de conductor aéreo (4 conductores por fase).
2. Tramo aéreo habitado: 4 km de conductor aéreo (4 conductores por fase).
3. Tramo subterráneo: 3,5 km soterrado dentro de la ciudad

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, 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 191 MMUSD.

7.1.1.3 Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likantantai – Nueva Zaldívar

El objetivo de este proyecto es incorporar tecnología que permita realizar un uso óptimo del tramo comprendido entre las subestaciones Andes y subestación Nueva Zaldívar. Esta acción es posible mediante la incorporación de tecnología FACTS u otra afín conectada en serie a las líneas 2x220 kV Parinas – Likantantai y 2x220 kV Andes – Likantantai, con lo cual se puede realizar un control dinámico del flujo modificando la reactancia de las líneas.

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator) (u otra tecnología similar) en las subestaciones Likantantai, posicionados en el lado de la línea 2x220 kV Parinas – Likantantai y para la subestación Andes, posicionados en el lado de la línea 2x220 kV Andes – Likantantai, con el propósito de redistribuir los flujos de potencia que se transmiten por los tramos 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likantantai y 2x220 kV Andes – Likantantai.

Los equipos deberán ser capaces de adicionar, de manera dinámica, un aporte inductivo de al menos 10 ohms. Adicionalmente, los equipos deberán soportar una corriente de régimen permanente que sea, al menos, equivalente a la de los circuitos a compensar, considerando una capacidad a 35°C con sol.

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, 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 42 MMUSD.

7.1.2 OBRAS ZONALES

7.1.2.1 Obras Zona Centro - Sur

7.1.2.1.1 Nueva S/E Diguillín (ex Nueva Chillán) con Nuevo Transformador AT/AT, Nuevo Transformador AT/MT y Nueva Línea 2x220 kV – Entre Ríos – Diguillín.

Se actualiza el análisis de la obra “Ampliación en S/E Diguillín (Nueva Chillán) (NTR ATMT)” contenida en la PET 2024, lo anterior con el propósito de presentar una solución coherente entre el proceso PET 2023 actualmente en curso⁸, y el PET 2024, tal que otorgue una alternativa de 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 ha considerado necesario incluir los proyectos relevantes contenidos en la PET 2023 y que se complementan con aquellos definidos en la PET 2024, de manera de disponer de un nuevo punto de abastecimiento para la zona de Chillán, tal que no dependa exclusivamente de S/E Charrúa. Lo anterior, se sustenta en el hecho que la CNE en su documento “Respuesta a observaciones al ITP 2023”⁹, observación “ID 24-30 Nueva S/E Chillán más Nueva Línea

⁸ En fase de discrepancias ante al Panel de Expertos.

⁹ [Respuesta-Observaciones-ITP-Plan-de-Expansion-2023](#)

2x220 kV Entre Ríos –Chillán”¹⁰, indica que “el proyecto en cuestión puede ser incorporado como una solución que aborde el abastecimiento en el largo plazo¹¹ para la región” y “para lo anterior, se deberá definir adecuadamente la ubicación de la futura S/E Nueva Chillán a efectos de evitar potenciales conflictos durante su ejecución, debiendo considerar a las empresas que operan los sistemas de distribución de la región y los potenciales requerimientos a consecuencia de nuevos desarrollos en generación para la zona, a fin de entregar una solución eficiente a los distintos requerimientos levantados”.

De esta manera el proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, que cuente con un equipo de transformación 220/66 kV - 90 MVA, a lo anterior se debe incorporar la instalación de un transformador 66/13,8 kV – 30 MVA. El patio 13,8 kV se propone en configuración barra principal seccionada más transferencia, con una posición para la conexión del nuevo transformador y otras 4 posiciones para la conexión de alimentadores. Junto a lo anterior, se propone la construcción de una línea de transmisión 2x220 kV, 200 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.

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 49 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

¹⁰[Respuesta-Observaciones-ITP-Plan-de-Expansion-2023](#)

¹¹ El subrayado es nuestro.

7.1.2.2 Obras Zona Sur

7.1.2.2.1 Ampliación en S/E Carampangue (NTR ATMT)

Se actualiza el análisis de la obra “Ampliación en S/E Carampangue y Ampliación línea 1x66 kV Carampangue – Curanilahue Norte”. Este nuevo análisis muestra que las líneas de la zona de Carampangue operarán por debajo del 85% de su capacidad para el año 2031, bajo escenarios de máxima demanda coincidente en invierno noche y verano día, por lo que esta ampliación queda descartada en este proceso PET2024. Considerando lo anterior, y con el objeto de mantener el criterio de suficiencia del transformador N°1 66/23kV de 10 MVA y del transformador N°2 66/13,8 kV de 5,2 MVA en la S/E Carampangue, se mantiene el aumento de capacidad de transformación para esta instalación.

De esta manera el proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV de 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y ampliación de las barras en ambos niveles de tensión para aumentar las posiciones de paños y conectar el nuevo equipo. Además, se normalizará la conexión de los paños de los transformadores existentes y las 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 minimizar las 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 5 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

8 PROYECTOS ORIENTADOS AL DESARROLLO COHERENTE DEL SISTEMA

En esta sección se muestran los proyectos que, si bien no forman parte de las obras propuestas, fueron analizados en virtud de su importancia para el desarrollo coherente del sistema. El detalle respectivo, se encuentran en el Apéndice III.

8.1.1.1 Obras Centro Sur

8.1.1.1.1 Ampliación en S/E Buenavista (NTR ATAT)

Se actualiza el análisis de la obra “Ampliación en S/E Buenavista”. La actualización obedece a la información disponible en las redes de distribución del entorno, la cual, indicaba que el transformador AT/MT propuesto podría no ser utilizado de manera eficiente. En base a lo anterior, solo se mantiene la ampliación en el patio AT/AT de esta instalación.

De esta manera el proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador 154/66 kV, 75 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión, además el transformador debe contar con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) que soporte las variaciones de tensión en la zona.

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 minimizar las interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones.

Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 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 7,1 MMUSD.

8.1.1.2 Obras Sur

8.1.1.2.1 Ampliación en S/E Pilauco (NTR ATAT)

La obra surge de la necesidad de mantener el criterio de seguridad para asegurar el suministro continuo de la capital de la Región de Los Ríos.

El proyecto propuesto incluye la instalación de un nuevo transformador de potencia de 220/66 kV con una capacidad de 120 MVA y Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), así como la ampliación de las barras en ambos niveles de tensión para aumentar las posiciones de paños y conectar el nuevo equipo. Además, se debe incluir las normalizaciones de las conexiones de los paños de los transformadores existentes y las acometidas de línea en la subestación. Esto, permitirá brindar apoyo en un nivel de seguridad mínimo para la ciudad de Osorno, ofreciendo potencia firme, aumentando su seguridad ante contingencias y fallas en la zona.

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 minimizar las 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 12,5 MMUSD y los detalles de este valor se encuentran en el Apéndice II de este documento.

9 ANÁLISIS ADICIONALES

En esta sección se presentan análisis adicionales relevantes por su impacto en el proceso de expansión de transmisión, así como también solicitados por la industria, gremios o interesados. En el Apéndice III se encuentran disponibles los detalles de estos análisis. A continuación, se enuncian estos análisis:

- 1. Ampliación S/E Llullaillaco y nuevo patio 220 kV.
Este análisis consiste en evaluar un punto de conexión 500/220kV en la subestación Llullaillaco, con el objetivo de crear condiciones que permitan la incorporación de proyectos de generación, principalmente eólicos, tal de evitar la saturación del sistema de transmisión de la zona Parinas – Llullaillaco. Este análisis surge como una sensibilidad a la propuesta de expansión de la transmisión el informe PET24, consistente en la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV – 750 MVA en la S/E Parinas.
- 2. Análisis para requerimientos adicionales de infraestructura de transmisión en el entorno a S/E Hualqui 220 kV.
Debido al interés de desarrolladores de proyectos de generación renovable sobre el desarrollo de proyectos eólicos en el entorno a la S/E Hualqui, se procede a analizar si los proyectos “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”, “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Nueva S/E Tomeco” incluidos por la CNE en el ITF que contiene el plan anual de expansión de la transmisión 2023, son suficientes para impulsar el desarrollo en la zona o si bien se requieren nuevas instalaciones de transmisión.
- 3. Análisis sistema 154 kV entre subestaciones Itahue y subestación Charrúa.
Este estudio se fundamenta en el rechazo a la RCA presentada por Mataquito Transmisora de Energía S.A. para el proyecto “Sistema de Transmisión Zonal Grupo 3 S/E Itahue- S/E Hualqui”, el cual considera una línea de transmisión “2x220 kV Itahue-Hualqui” de 407 km, incorporando también tres ramales 2x66 kV. La puesta en servicio para este proyecto estaba estimada para el año 2024 y ahora la nueva estimación considera una puesta en servicio para el año 2029.

10 ESTADO DE OBRAS CONDICIONADAS A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 157

En esta sección se presenta el estado de un conjunto de obras, 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 en caso de que el adjudicatario de una Obra de Ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o las contenidas en el decreto de adjudicación, se pueda continuar con el desarrollo de la obra con un nuevo adjudicatario. A continuación, se muestra el estado de estos proyectos que presentan algún efecto sistémico.

Tabla 10.1. Estado de obras condicionadas a Artículo 157 de acuerdo con necesidad sistémica.

Nombre Proyecto	Región	Segmento	Decreto de Adjudicación	Entrada en Operación inicial	Necesario para suficiencia	Necesario para seguridad	Acciones del Coordinador	Acción adicional
Ampliación en S/E Plantas	Región de Atacama	Zonal	2020/8T	03/12/2022	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido a CNE. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Revisar alternativa PET 2025
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Región de Ñuble	Zonal	2020/18T	01/04/2023	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido a CNE En proceso de relicitación activo DE04/24.	Revisar alternativa PET 2025
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	Región del Biobío - Región de Ñuble	Zonal	2020/18T	01/04/2024	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido a CNE. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Revisar alternativa PET 2025
Ampliación en S/E Candelaria	Región de O'Higgins	Nacional	2020/15T	21/01/2023	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico
Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	Región de O'Higgins	Zonal	2022/13T	01/03/2025	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Se sostiene reunión con el Propietario para revisar alternativas que viabilicen el desarrollo del proyecto. Posible levantamiento de solicitud de aplicación de Art.151 al Ministerio.	Analizar impacto sistémico
Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	Región de O'Higgins	Zonal	2020/15T	21/01/2024	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico

Nombre Proyecto	Región	Segmento	Decreto de Adjudicación	Entrada en Operación inicial	Necesario para suficiencia	Necesario para seguridad	Acciones del Coordinador	Acción adicional
Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea	Región de O'Higgins	Zonal	2020/15T	21/01/2024	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	Región de O'Higgins	Zonal	2020/15T	21/01/2024	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	Región del Maule	Zonal	2020/18T	01/04/2023	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento en ejecución del Coordinador. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Analizar impacto sistémico
Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Región del Maule	Zonal	2018/19T	27/07/2021	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Revisar alternativa Artículo 102
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	Región del Maule	Zonal	2020/18T	01/04/2023	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento en revisión del Coordinador. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Revisar alternativa Artículo 102
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel	Región del Maule	Nacional	2020/18T	01/04/2023	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico

Nombre Proyecto	Región	Segmento	Decreto de Adjudicación	Entrada en Operación inicial	Necesario para suficiencia	Necesario para seguridad	Acciones del Coordinador	Acción adicional
Ampliación en S/E Fátima	Región Metropolitana de Santiago	Zonal	2020/18T	01/10/2023	SI. Proyecto crítico sistema 154 kV	SI	Informe de Art.157 del Reglamento en ejecución del Coordinador. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Analizar impacto sistémico
Ampliación S/E Cerro Navia	Región Metropolitana de Santiago	Zonal	2018/19T	27/07/2022	SI. Habilitante para de tercer transformador AT/AT	SI	Informe de Art.157 del Reglamento en circuito interno de firma del Coordinador. Coordinador realizará llamado a relicitación durante tercer trimestre de 2024 en función de la conclusión del informe.	Analizar impacto sistémico
Modificación de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV SE Cerro Navia 110 kV	Región Metropolitana de Santiago	Zonal	2018/19T	27/07/2022	SI. Habilitante para de tercer transformador AT/AT	SI	Obra Detenida. Propietario solicita aplicación de Art.157. Coordinador se encuentra elaborando el informe respectivo para ser enviado a la CNE.	Analizar impacto sistémico
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Región Metropolitana de Santiago	Zonal	2020/18T	01/04/2023	SI	SI	Informe de Art.157 del Reglamento emitido hacia la Comisión. En proceso de relicitación activo DE04/24.	Analizar impacto sistémico

11 ANÁLISIS OBRAS PROPUESTAS POR EMPRESAS AL PLAN 2024

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, de 06 de mayo de 2019, 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 2024, las cuales se presentaron a partir del día 16 de febrero hasta el día 16 de mayo de 2024¹² del presente año, de acuerdo con el aviso de convocatoria publicado en febrero de 2024.

Para este proceso de presentación de propuestas de expansión de la transmisión participaron 39 empresas promotoras, las cuales presentaron un total de 213 obras por un monto de inversión de 4.039 MM USD. Del total de obras, 102 de ellas son propuestas orientadas al segmento de transmisión nacional con un monto total de 2.888 MM USD y las 111 obras restantes corresponden al segmento de transmisión zonal con un monto total de inversión de 1.150 MM USD.

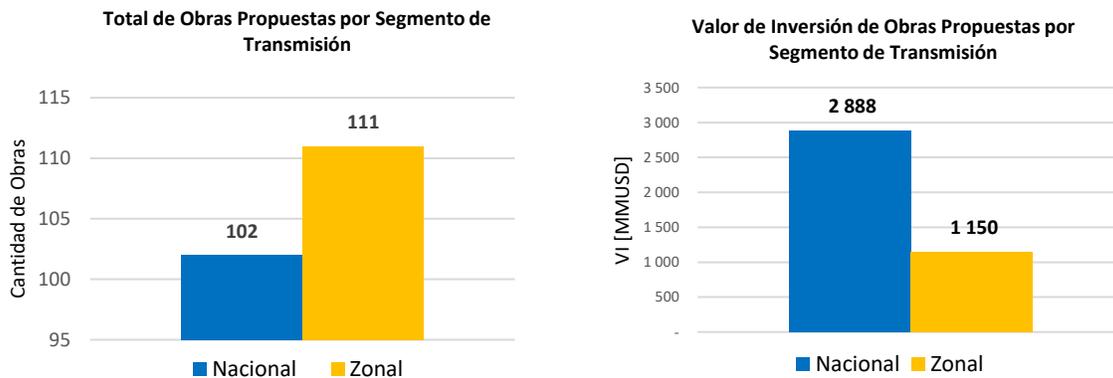


Figura 11.1. Total de obras y V.I. presentadas por los promotores según el segmento a cuál están orientadas.

¹² Res. Exenta N°128/2024: Prorróguese en treinta días corridos el plazo de sesenta días corridos dispuesto en el inciso segundo del artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, hasta el 16 de mayo de 2024 inclusive, para efectos de la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión por parte de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2024.

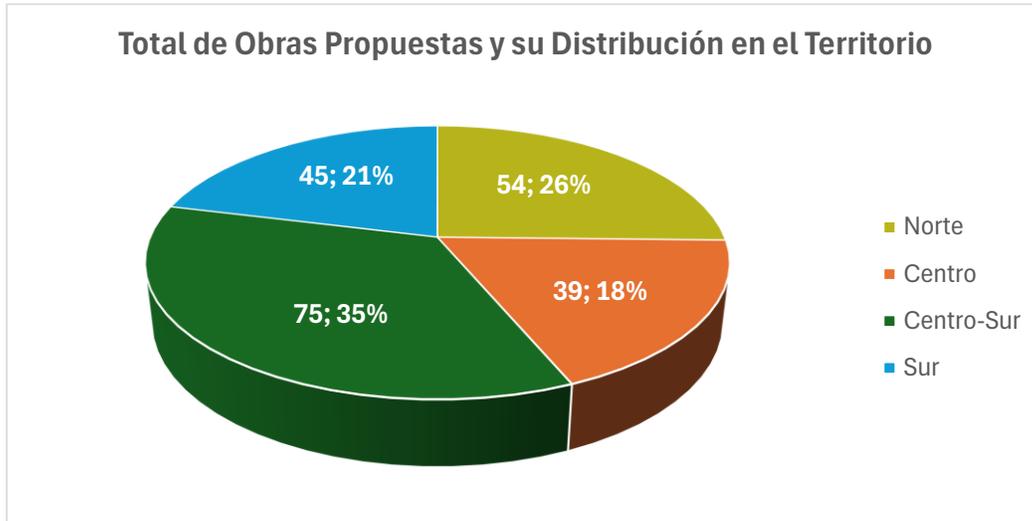


Figura 11.2. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según la zona geográfica a la que están orientadas.

De la Figura 11.2, se observa que la distribución de proyectos propuestos por las empresas promotoras se encuentra dispersa por toda la geografía del sistema eléctrico, con entorno a un 53% en la macrozona centro del país, y un 47% en sus extremos norte y sur.

Revisando en profundidad las obras propuestas para los segmentos de transmisión nacional y zonal, las obras se distribuyen de acuerdo con lo presentado en la Figura 11.3 y Figura 11.4.

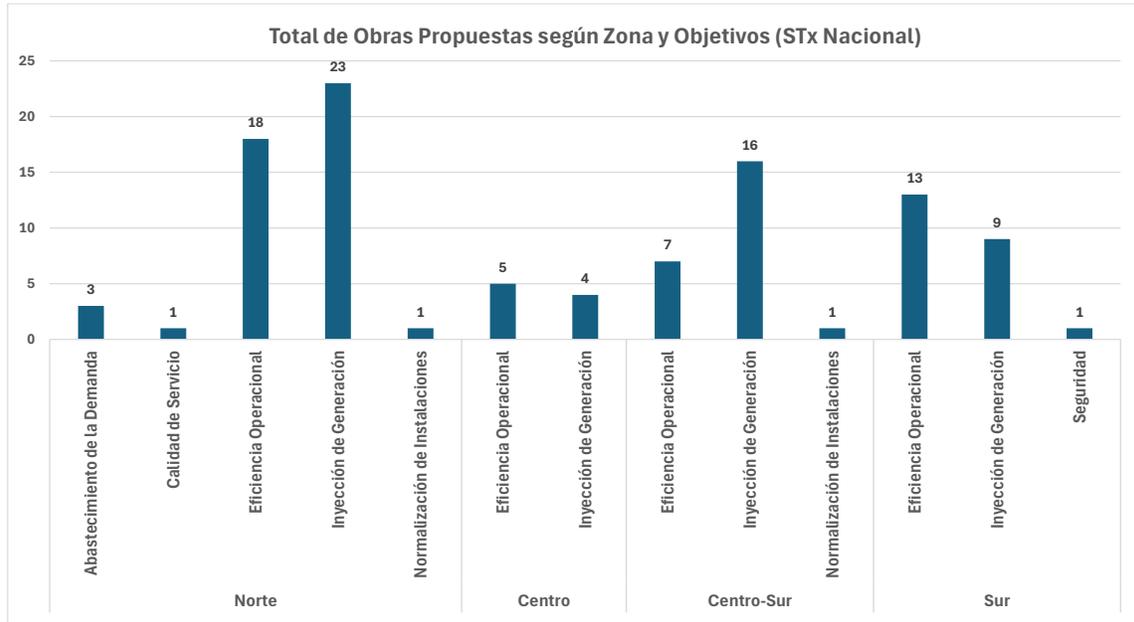


Figura 11.3. Obras del segmento Nacional presentadas por los promotores según la zona geográfica y objetivo.

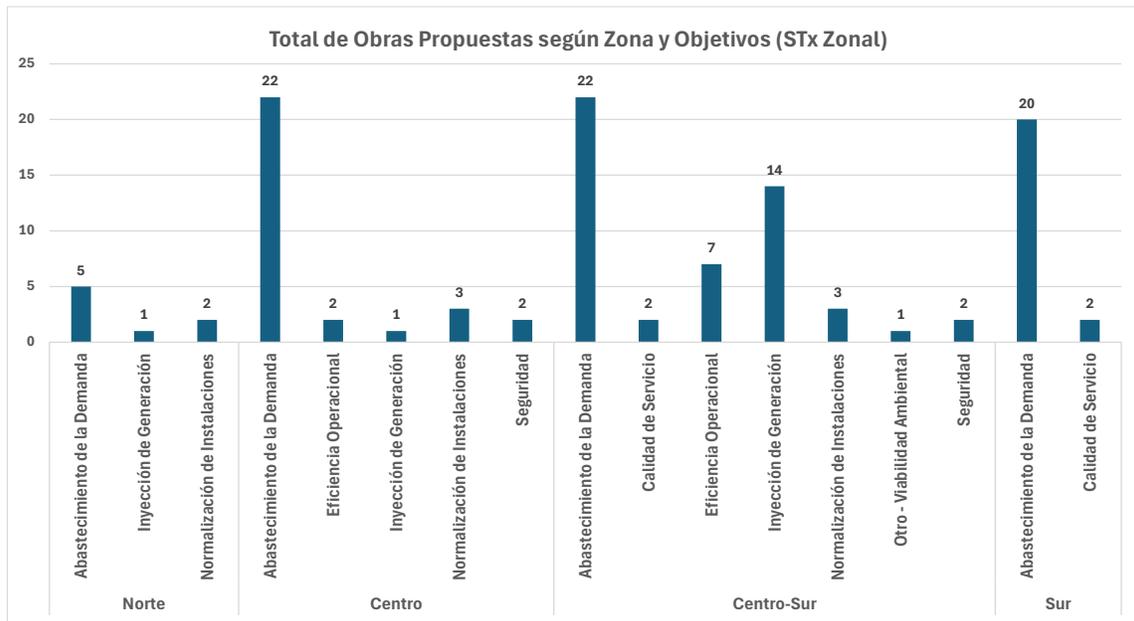


Figura 11.4. Obras del segmento Zonal presentadas por los promotores según la zona geográfica y objetivo.

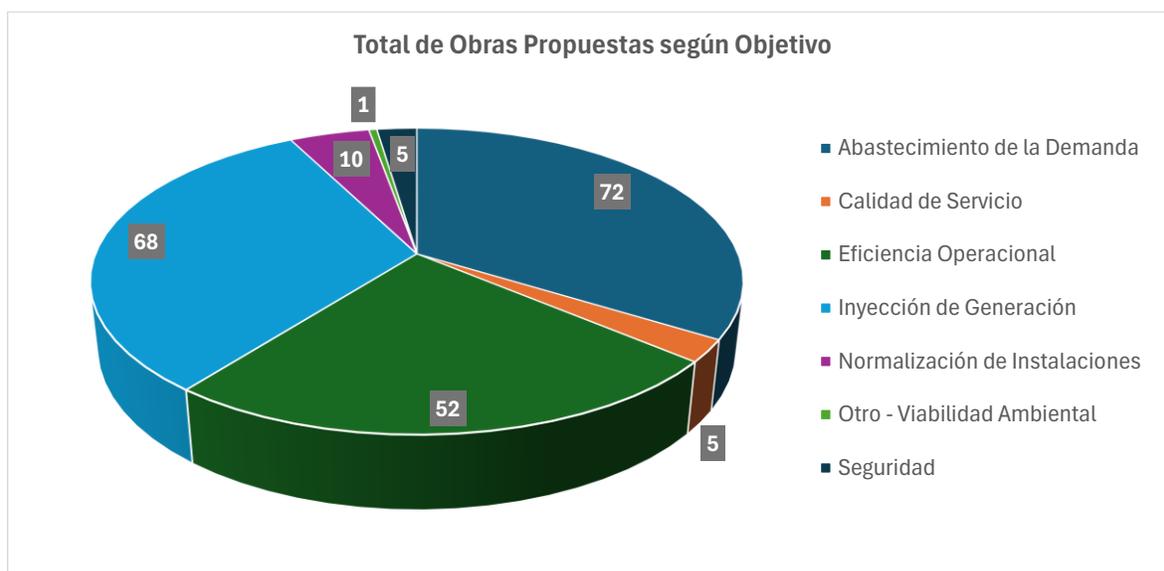


Figura 11.5. Total de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores según el objetivo al que están orientadas.

De la Figura 11.5, se puede observar que las prioridades de los promotores están principalmente orientadas a los objetivos de Abastecimiento de la Demanda correspondiente a un 34% del total de las obras propuestas, seguidas de cerca con un porcentaje del 32% al objetivo orientado a la habilitación de soluciones para la conexión de proyectos de generación y con un 24% al objetivo de Eficiencia Operacional.

Tabla 11.1. Conjunto de obras presentadas (Nacional y Zonal) por los promotores clasificadas según su objetivo y el peso ponderado de los valores de inversión.

Objetivo	Nº de Proyectos	Suma VI de proyectos [MUSD]	Porcentaje VI respecto del total
Abastecimiento de la Demanda	72	868	21%
Calidad de Servicio	5	103	3%
Eficiencia Operacional	52	2226	55%
Inyección de Generación	68	739	18%
Normalización de Instalaciones	10	55	1%
Otro – Viabilidad Ambiental	1	0	0%
Seguridad	5	47	1%
Total General	213	4039	100%

De la Tabla 11.1, se puede observar que el 24% del total de las obras (52 proyectos) concentran el 55% del total de los valores de inversión de los proyectos propuestos por las empresas promotoras.

Dentro de estos proyectos orientados a la eficiencia operacional, destaca la Obra “Gridbooster Alto Jahuel - Entre Ríos” de Transelec, la cual consiste en la instalación de equipos BESS en la S/E Alto Jahuel y en la S/E Entre Ríos, conectados en 220 kV, con una capacidad de 500 MW y 30 min de duración cada uno, con el fin de aumentar la capacidad de transmisión aproximadamente en 500 MW en el corredor entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Entre Ríos. El proyecto tendría un costo estimado de 400 MM USD que corresponde a aproximadamente un 10% del total general, adicionalmente, el proyecto considera un plazo constructivo estimado de 48 meses.

Con respecto al mismo objetivo de Eficiencia Operacional y Calidad de Servicio, se han presentado 9 proyectos que consideran equipos de compensación y monitoreo por un monto total de inversión de 304 MUSD, siendo los siguientes:

1. Equipos para control de flujos en LT 220 kV Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar (Transelec).
2. Equipos de control de flujo Zona Sur – S/E Santa Clara (WPD Duqueco SpA).
3. Implementación DLR en línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV (RWE Renewables Chile SpA).
4. Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli (ELETRANS S.A.).
5. Control de Flujos en Línea Andes - Likanantai 2x220 kV, Nueva Línea Andes-Oeste-Laberinto y seccionamiento en S/E Tap Off Oeste (ISA Interchile S.A.).
6. Control de Flujos en Línea Lagunas-Collahuasi 2x220 kV (ISA Interchile S.A.).
7. Control de Flujos 220 kV Illapa - Cardones (Atlas Development Chile SpA).
8. Control de Flujos 220 kV Don Héctor - Punta Colorada (Atlas Development Chile SpA).
9. Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV de 60 MVAR (Transemel).

Adicionalmente, se destacan las obras presentadas por las empresas en el segmento de transmisión nacional en las que existe coincidencia con el Diagnóstico y Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 elaborada por el Coordinador. La Figura 11.6 muestra la coincidencia entre las obras presentadas por las empresas y el total de obras (13) propuesto en la PET 2024 del Coordinador.

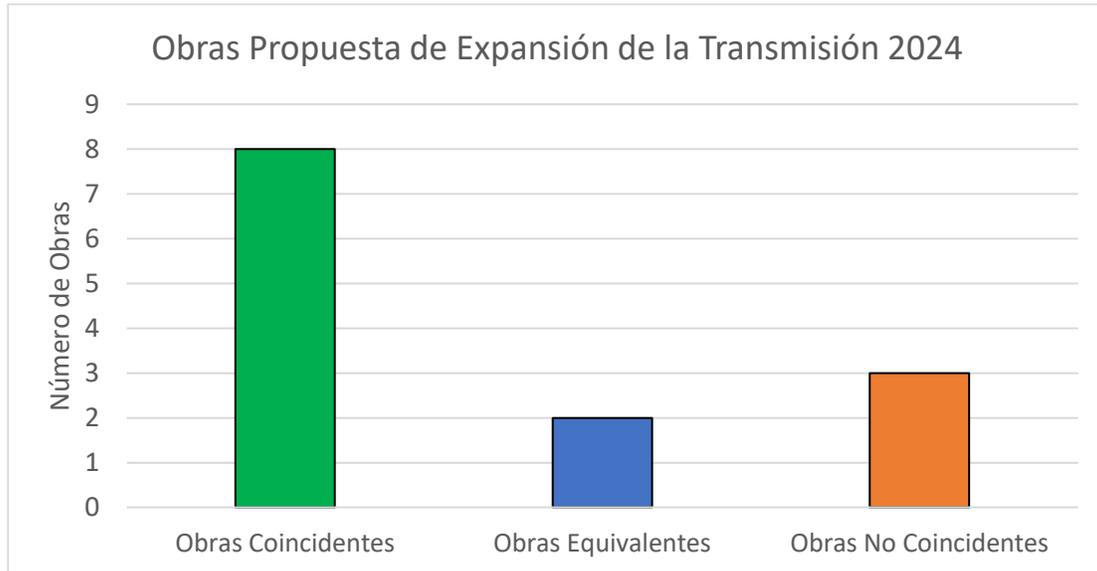


Figura 11.6. Obras presentadas por las Empresas coincidentes con la PET 2024.

Dentro de las obras coincidentes se encuentran:

1. Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likanantai – Nueva Zaldívar. Este proyecto está siendo presentado por ISA Interchile.
2. Ampliación en la S/E Kimal (NTR ATAT). Este proyecto está siendo presentado por Colbún S.A., Transelec S.A. y Atlas Development Chile SpA.
3. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli y Nuevo Patio 500 KV. Este proyecto está siendo presentado por WPD Malleco SpA, ELETRANS S.A. y Transelec S.A.
4. Nueva Línea 2x220 kV Calama Nueva – Miraje. Este proyecto está siendo presentado por Atlas Development Chile SpA.
5. Ampliación en la S/E Parinas (NTR ATAT). Este proyecto está siendo presentado por EDF EN Chile SpA.
6. Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli. Este proyecto está siendo presentado por ELETRANS S.A.
7. Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada. Este proyecto está siendo presentado por Atlas Development Chile SpA.
8. Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinacota. Este proyecto está siendo presentado por Transemel.

A nivel Zonal, también hay algunos proyectos en los que existe coincidencia con el Diagnóstico y Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024 elaborada por el Coordinador, entre ellas se encuentran las siguientes obras:

1. Ampliación en S/E Tap Off La Negra (RTR ATMT).
2. Ampliación en S/E Carrascal (NTR ATMT).
3. Ampliación en S/E Maipú (RTR ATMT).
4. Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT).
5. Ampliación en S/E San José (RTR ATMT).
6. Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT).
7. Ampliación en S/E Teno (NTR ATMT).
8. Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT).
9. Nueva S/E Los Muermos 66/23 kV y Nueva línea 1x66kV Los Muermos – Tineo.
10. Ampliación en S/E Lo Valledor (RTR ATMT).

Aquellos proyectos presentados por las empresas promotoras para este Proceso de Expansión de la Transmisión 2024 y que den respuesta a alguno de los problemas identificados en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2024 realizado por el Coordinador, serán analizados en su mérito para ser incorporados en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025 del Coordinador.

De las propuestas de las empresas se destacan los siguientes proyectos:

- “Control de Flujos en Línea Lagunas-Collahuasi 2x220 kV”, por un monto de inversión de 28,5 MUSD y con un plazo constructivo estimado de 36 meses, el cual consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), UPFC (Unified Power Flow Controller) o equivalente en la línea 2x220 kV Lagunas – Collahuasi en subestación Lagunas 220 kV, con el fin de generar una redistribución de los flujos de potencia que se transmiten a través de esta línea de transmisión, de manera de permitir un mejor aprovechamiento de las capacidades de estas líneas en la zona de influencia. Los equipos deberán ser capaces de compensar de manera dinámica la reactancia serie de cada uno de los circuitos de las líneas 2x220 kV Lagunas – Collahuasi.
- “Control de Flujos 220 kV Illapa - Cardones”, por un monto de inversión de 26,1 MUSD y con un plazo constructivo estimado de 36 meses, el cual consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), UPFC (Unified Power Flow Controller) o equivalente en la subestación Illapa para que permita

una distribución óptima de las transferencias entre los tramos de 220 kV Illapa - Carrera Pinto - San Andrés - Cardones.

- “Equipos de control de flujo Zona Sur”, por un monto de inversión de 60 MM USD y con un plazo constructivo estimado de 24 meses, el cual consiste en la incorporación de un equipo Compensador Estático Síncrono en Serie (SSSC - Static Synchronous Series Compensator) en la subestación Santa Clara, con el fin de generar una redistribución óptima de los flujos de potencia que se transmiten a través de las líneas comprendidas entre la subestación Mulchén y la subestación Charrúa. El equipo se conectará en serie con la línea Charrúa - Santa Clara 2x220kV.

Sobre la base de la información entregada por los promotores, estos proyectos tienen un impacto significativo sobre la optimización del uso de las instalaciones en la cuales se implementen este tipo de tecnología, permitiendo un mayor aporte de las centrales ERV. Si bien depende de la evaluación económica que se realizará, los proyectos presentarían amplios beneficios económicos, ya que permitiría incrementar las transferencias en los tramos de transmisión sobre los que actuarían, habilitando una mayor integración de generación ERV, permitiendo así reducir los vertimientos en las distintas zonas. Por lo anterior, el Coordinador incorporará en sus futuras propuestas de expansión esta tecnología, como una alternativa de solución a evaluar para evitar congestiones a lo largo del sistema de transmisión, de acuerdo con las evaluaciones correspondientes.

12 APÉNDICES

APÉNDICE I – ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS

APÉNDICE II – ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PET 2024

APÉNDICE III – PROYECTOS ORIENTADOS AL DESARROLLO COHERENTE DEL SISTEMA

APÉNDICE IV – ANÁLISIS ADICIONALES

APÉNDICE V – FACTIBILIDAD E INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LAS OBRAS

APÉNDICE VI – BASES DE DATOS MODELO PLP