

# PROPUESTA FINAL DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

## PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2025

Enero de 2025

---

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

[www.coordinador.cl](http://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 Campo – Subgerente de Planificación

### REVISORES

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

### AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás 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 Departamento de Ingeniería y Diseño
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

### DISTRIBUCIÓN

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

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>6</b>
<b>ABREVIATURAS Y DEFINICIONES .....</b>	<b>7</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>2 OBJETIVOS Y ALCANCE .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 OBJETIVOS .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 ALCANCE .....</b>	<b>11</b>
<b>3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS.....</b>	<b>12</b>
<b>3.1 DEMANDA .....</b>	<b>12</b>
<b>3.2 OFERTA .....</b>	<b>14</b>
3.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO .....	15
3.2.2 RESULTADOS.....	16
<b>4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO.....</b>	<b>17</b>
<b>4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL .....</b>	<b>17</b>
<b>5 RESUMEN DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>18</b>
<b>5.1 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL .....</b>	<b>18</b>
<b>5.2 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL .....</b>	<b>20</b>
<b>6 ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS PET 2025 .....</b>	<b>23</b>
<b>6.1 OBRAS NACIONALES.....</b>	<b>23</b>
<b>6.2 OBRAS ZONALES.....</b>	<b>25</b>

6.2.1	ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO .....	25
6.2.2	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA .....	26
6.2.3	ZONA QUINTA REGIÓN .....	27
6.2.4	ZONA REGIÓN METROPOLITANA .....	28
6.2.5	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA.....	29
6.2.6	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ.....	30
<b>7</b>	<b><u>PROPUESTA DE OBRAS COORDINADOR PET 2024 .....</u></b>	<b>31</b>
<b>8</b>	<b><u>OBRAS ANALIZADAS NO RECOMENDADAS .....</u></b>	<b>34</b>
<b>9</b>	<b><u>ANÁLISIS DE OBRAS CON PROCESO DE LICITACIÓN/CONSTRUCCIÓN NO CONCLUIDO .....</u></b>	<b>35</b>
<b>10</b>	<b><u>ANEXOS.....</u></b>	<b>39</b>
<b>10.1</b>	<b>ANEXO I – DESCRIPCIÓN DE OBRAS PROPUESTAS .....</b>	<b>39</b>
<b>10.2</b>	<b>ANEXO II - RESPUESTA A OBSERVACIONES INFORME PRELIMINAR.....</b>	<b>39</b>
<b>10.3</b>	<b>ANEXO III – OBRAS ANALIZADAS NO RECOMENDADAS .....</b>	<b>39</b>
<b>10.4</b>	<b>ANEXO VI - REUNIONES DE TRABAJO Y PROPUESTAS DE PROYECTOS POR PARTE DE LOS GREMIOS .....</b>	<b>39</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 3-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica. ....	12
Figura 3-2. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2024-2044. ....	13
Figura 3-3. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2024-2044. ....	13
Figura 3-4. Matriz de generación, incluyendo el escenario de expansión del parque generador. ...	16
Figura 5-1. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas. ....	20
Figura 5-2. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas. ....	20
Figura 5-3. Evolución del estado de líneas de transmisión. ....	21
Figura 5-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT. ....	21
Figura 5-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT. ....	22
Figura 6-1. Obras propuestas en el Sistema de Transmisión Nacional. ....	23
Figura 6-2. Obras Zona Arica - Diego de Almagro. ....	25
Figura 6-3. Obras Zona Diego de Almagro – Quillota. ....	26
Figura 6-4. Obras Zona Quinta Región. ....	27
Figura 6-5. Obras Zona Región Metropolitana. ....	28
Figura 6-6. Obras Zona Alto Jahuel - Charrúa. ....	29
Figura 6-7. Obras Zona Charrúa - Chiloé. ....	30

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 3-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2025.....	15
Tabla 6-1. Resumen Valor de Inversión obras Sistema de Transmisión Nacional.....	24
Tabla 6-2. Resumen Valor de Inversión Zona Arica – Diego de Almagro. ....	25
Tabla 6-3. Resumen Valor de Inversión Zona Diego de Almagro - Quillota.....	26
Tabla 6-4. Resumen Valor de Inversión Zona Quinta Región. ....	27
Tabla 6-5. Resumen Valor de Inversión Zona Región Metropolitana. ....	28
Tabla 6-6. Resumen Valor de Inversión Zona Alto Jahuel - Charrúa. ....	29
Tabla 6-7. Resumen Valor de Inversión Charrúa - Chiloé. ....	30
Tabla 7-1. Propuesta de Obras Nacionales Coordinador PET2024. ....	31
Tabla 7-2. Propuesta de Obras Zonales Coordinador PET2024. ....	32
Tabla 8-1. Obras analizadas no recomendadas. ....	34
Tabla 9-1. Estado de obras desiertas y recomendación.....	36

## ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

---

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

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

## **1 INTRODUCCIÓN**

---

El presente documento corresponde al Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN año 2025, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que anualmente comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año.

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

Durante el año 2024, el equipo del Coordinador continuó con el trabajo colaborativo con la industria, en particular con nueve asociaciones gremiales. El propósito de esta colaboración fue mejorar la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión para el año 2025, así como perfeccionar el proceso de planificación. Este esfuerzo conjunto se inició el 15 de mayo de 2024 con un taller técnico. Posteriormente, entre los meses de agosto y septiembre, se llevaron a cabo talleres de trabajo específicos con parte de los gremios y sus respectivos asociados.

Durante las sesiones con los gremios se abordaron diversos temas, como el diagnóstico de uso de los sistemas de transmisión, un análisis de los criterios de planificación de la transmisión zonal y resiliencia, requerimientos de reactivos, las propuestas de los gremios y posibles alternativas de expansión de la transmisión. A partir de esta colaboración, el Coordinador publicó su Informe Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión el 15 de noviembre de 2024 y posteriormente, una versión preliminar de los principales resultados del informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, el 20 de diciembre de 2024, con el propósito de recibir realimentación por parte de la industria. Se ha incluido anexo con el detalle de dicho proceso.

La presente propuesta incluye 8 proyectos de transmisión nacional, con un valor de inversión referencial (VI) de 459 millones de dólares, y 31 proyectos de transmisión zonal, con un VI de 249 millones de dólares. En total, la propuesta contempla una inversión de 708 millones de dólares, destinada a solucionar las problemáticas identificadas y asegurar la capacidad de transmisión del sistema eléctrico para enfrentar los desafíos futuros.





El presente informe se encuentra dividido en 9 capítulos más anexos, cuyo contenido se resume a continuación:

Introducción:

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

Objetivos y Alcance

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

Consideraciones generales y supuestos:

Este capítulo sintetiza los resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II del informe de diagnóstico realizado por el Coordinador en noviembre del año 2024.

Metodología de desarrollo del estudio:

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

Resumen Diagnóstico del sistema de transmisión:

Este capítulo constituye un resumen del diagnóstico presentado en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”, realizado por el Coordinador en noviembre del año 2024.

Obras Propuestas PET2025:

Este capítulo expone las obras de expansión propuestas por el Coordinador a recomendar a la CNE con ocasión del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2025.

Propuesta de Obras Coordinador PET2024:

Este capítulo presenta las obras de expansión propuestas por el Coordinador en el proceso 2024, las cuales continúan siendo necesarias en el proceso actual a juicio del Coordinador. Se mantienen estas recomendaciones debido a que a la fecha de esta emisión, aún no hay certeza que sean consideradas en el proceso 2024.

Obras analizadas no recomendadas:

Este capítulo expone las obras de expansión analizadas por el Coordinador que no se recomiendan en esta ocasión, dada la falta de beneficio económico de las obras.

Análisis de Obras con proceso de Licitación/Construcción No Concluido:



Este capítulo aborda la recomendación de aplicar el Artículo 102° de la LGSE para desarrollar obras de transmisión urgentes debido a dificultades en licitaciones, y analiza el impacto de las obras declaradas desiertas o retrasadas en la suficiencia y seguridad del sistema.

Anexos:

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

## **2 OBJETIVOS Y ALCANCE**

---

### **2.1 OBJETIVOS**

La presente propuesta de expansión de la transmisión tiene como propósito cumplir con la función del Coordinador Eléctrico Nacional en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en lo referente a la recomendación anual que debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año. Lo anterior se materializa a través de la propuesta de obras que, a juicio del Coordinador, deban comenzar su desarrollo en el futuro próximo, para el adecuado desarrollo de la red eléctrica, y mediante ella, del Sistema Eléctrico Nacional.

En específico los objetivos son:

- Proponer obras de expansión de la transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.
- Presentar las respuestas a las observaciones emitidas al informe de Propuesta Preliminar de Expansión de la Transmisión del año 2025.

### **2.2 ALCANCE**

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

- Análisis de obras de expansión para el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Análisis de factibilidad y valorización de las obras de expansión de transmisión.

### 3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

#### 3.1 DEMANDA

La proyección de la demanda de largo plazo del SEN se obtiene a través de la aplicación de encuestas a clientes industriales y zonales, así como la utilización de un modelo econométrico. Como resultado de este proceso, se obtiene la proyección para cada una de las subestaciones donde se realizan retiros de energía y donde se prevé el ingreso de nuevos consumos. La metodología y resultados se presentan con mayor detalle en el documento “Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN, periodo 2024-2044” publicado por el Coordinador en noviembre de 2024<sup>1</sup>, mientras que las etapas clave se resumen en la Figura 3-1.



Figura 3-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.

La proyección de demanda de largo plazo periodo 2024-2044 se ha desarrollado considerando tres escenarios<sup>2</sup>: Medio<sup>(1)</sup>, Alto<sup>(1)</sup> y Alto<sup>(2)</sup>, con tasas de crecimiento anual promedio de 2,9%, 3,7% y 4,6%, respectivamente.

En la Figura 3-2 se muestra la distribución de la demanda de largo plazo según el tipo de cliente. Se observa tendencias similares para los escenarios Medio<sup>(1)</sup> y Alto<sup>(1)</sup> a diferencia del Escenario Alto<sup>(2)</sup> donde existe un aumento importante del consumo, debido a la producción de H2V.

En la Figura 3-3 se presenta la proyección de energía por región, donde se destaca que en todos los escenarios se proyectaría un aumento significativo en la demanda en la Región de Antofagasta, impulsado por proyectos mineros, desaladoras y el desarrollo de H2V, mientras que la Región Metropolitana muestra un alto consumo debido a la gran concentración de clientes regulados e industrias.

<sup>1</sup> Proyección de Demanda: [Proyección de demanda de largo plazo/CEN](#)

<sup>2</sup> Escenarios de Demanda: Medio (1), Alto (1) y Alto (2).

(1): Considera hidrógeno verde para el escenario Recuperación Económica Lenta Post-Covid de la PELP 2023-2027

(2): Considera hidrógeno verde para el escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad de la PELP 2023-2027.

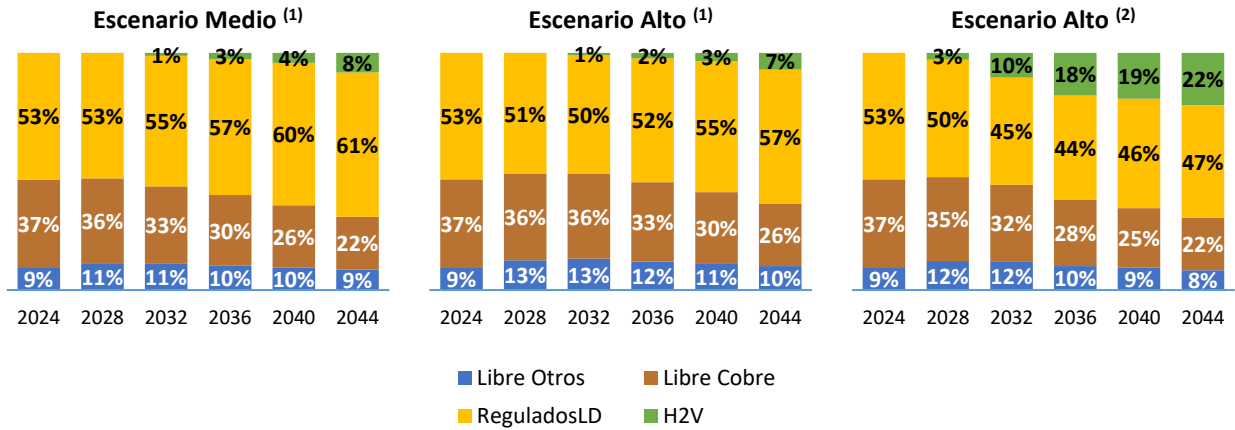


Figura 3-2. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2024-2044.

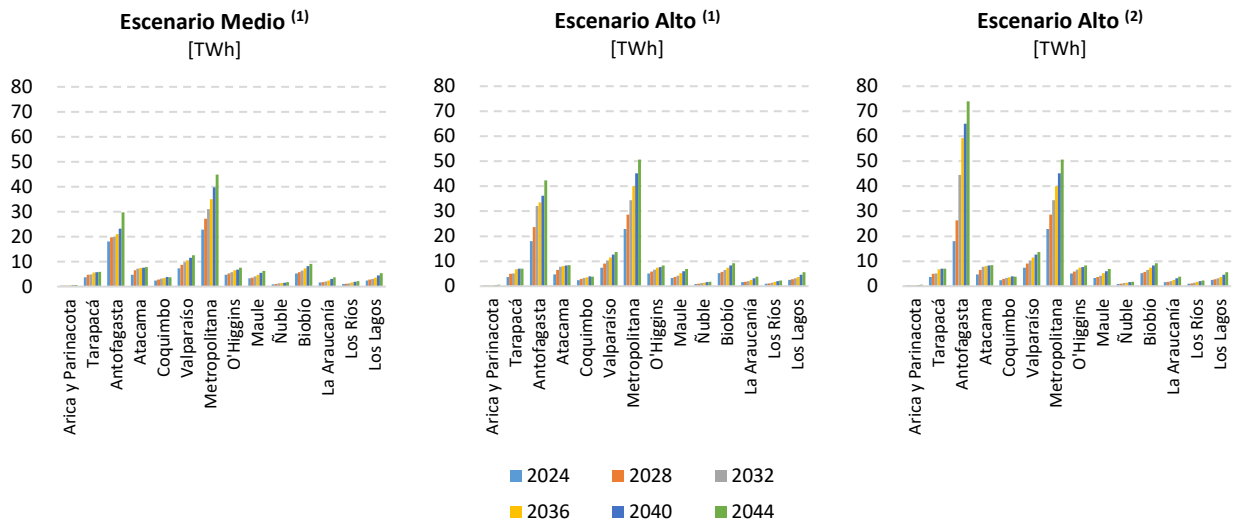


Figura 3-3. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2024-2044.

### 3.2 OFERTA

De acuerdo con el artículo 87° de la Ley, la planificación de la transmisión debe considerar la planificación energética de largo plazo del Ministerio de Energía. Esto implica incorporar supuestos claves utilizados en la elaboración de los planes de obras de generación a largo plazo, como las fuentes de información de costos de inversión, la capacidad de generación por zona y los supuestos para la creación de escenarios a largo plazo.

Luego de considerado lo indicado en el párrafo anterior, se lleva a cabo la optimización de los planes de obra según la metodología descrita en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador en noviembre de 2024<sup>3</sup>. Esto se realiza utilizando modelos simplificados del sistema de transmisión en el software Plexos, los cuales posteriormente se implementan en una modelación con mayor detalle topológico en el software PLP.

Finalmente, es fundamental señalar que el análisis previamente mencionado recomienda la nueva capacidad de generación óptima para el SEN desde una perspectiva sistémica. Antes de su implementación en el Software PLP y con el propósito de reflejar el interés de la industria en términos de ubicación y plazos, del nivel de certeza de proyectos con alta probabilidad de compromiso, se ajusta el plan de obras resultante de la simulación de los escenarios en Plexos para incorporar aquellos proyectos. Los criterios de adaptación se basan en la integración de información de proyectos declarados en construcción, proyectos comprometidos para el suministro de la demanda, licitaciones de terrenos fiscales y del proceso de Acceso Abierto del Coordinador. Esta metodología busca incorporar los intereses de las empresas generadoras a través de los siguientes pasos:

1. Inclusión de proyectos comprometidos: Los proyectos comprometidos para el suministro de demanda (clientes libres o regulados) sustituyen a los del EEPG. Si no hay coincidencia en localización y potencia, se procede a instalar adicionalmente los proyectos comprometidos.
2. Proyectos con motivo de licitación de terrenos fiscales: Estos se incorporan siempre que haya un proyecto en el EEPG en la misma localización. Si no existe coincidencia, se descartan. En caso de coincidencia en la ubicación, pero el proyecto con motivo de licitación cuenta con una mayor capacidad, se incluye el proyecto con una capacidad menor que equipare la proyectada en el EEPG.
3. Proyectos con autorización de conexión: Los proyectos con informes de autorización de conexión emitidos por el departamento de Acceso Abierto del Coordinador, asociados a desarrolladores con experiencia previa, sustituyen a los proyectos del EEPG en la misma

---

<sup>3</sup> Plan de Obras de Generación: [Proyección de oferta y escenarios de generación de largo plazo/CEN](#)

localización; si no hay coincidencia se descartan; si existen coincidencias, pero el proyecto por Acceso Abierto cuenta con una capacidad superior, se incluye con una capacidad menor que equipare la proyectada en el EEGG.

### 3.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que propendan a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador definió para la PET 2025 los escenarios de expansión del parque generador conformados según lo indicado en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2025.

Combinatoria de supuestos		Escenario A	Escenario B	Escenario C
Demanda Energética		Media (1)	Media (1)	Alta (2)
Año descarbonización del sistema		Carbón 2035	Carbón 2030	Carbón 2030
Costos de inversión sistemas de almacenamiento CEN-DPR 2023	Baterías	Bajo		
	Bombeo Hidráulico	Alto		
	CSP	Referencial		
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial		
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	Solar	Referencial	Bajo	Bajo
	Eólico	Referencial	Bajo	Bajo
	Geotérmica	Referencial		
	Hidráulica	Referencial		
Costos de combustibles		Referencial CEN		
Reconversión unidades a carbón a Batería Carnot		2 unidades candidatas		
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos y geotermia			Baterías desde 2027	
			Batería Carnot desde 2028	
			CSP desde 2031	
			Bombeo desde 2033	
			Limitación Geotermia e Hidro	
			Sin proyectos de generación con GNL	
			Limitación desarrollo Transmisión Sur	
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Desde 2027		
Estadística hidrológica		Seca (27años)		
Incorporación demanda de hidrógeno verde: (1) Escenario Recuperación Lenta -PELP / (2) Escenario Carbono Neutralidad -PELP				

El desarrollo de los escenarios de generación se realizó con la mejor información disponible recabada hasta junio de 2024.

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

2024. Adicionalmente, para efectos del estudio se consideraron dos de tres escenarios de retiro de unidades a carbón utilizados en la actualización anual de la PELP 2022.

Respecto de los costos de desarrollo de almacenamientos, y debido a la alta variabilidad que se ha observado durante los últimos meses en declaraciones públicas de desarrolladores, el Coordinador se encuentra recabando dicha información y antecedentes adicionales desde fuentes, tales como la Agencia Internacional de la Energía ([www.iea.org](http://www.iea.org)). Lo anterior, con la finalidad de actualizar la información de los costos durante el proceso de elaboración del complemento al que hace referencia el artículo 110° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.

### 3.2.2 RESULTADOS

Además del parque generador actual, los escenarios de expansión de la generación considerados en el análisis del sistema de transmisión suman una capacidad instalada que oscila entre 70 GW y 100 GW para el año 2044. La Figura 3-4 muestra la capacidad instalada proyectada desde 2025 hasta 2044. Los detalles completos de los resultados del plan de obras de generación para todos los escenarios se encuentran en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador en noviembre de 2024.

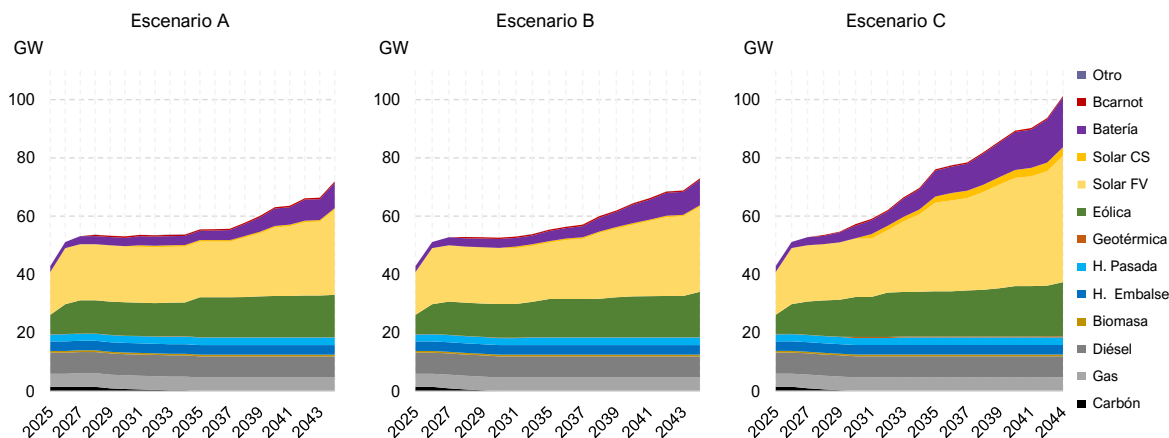


Figura 3-4. Matriz de generación, incluyendo el escenario de expansión del parque generador.



## **4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO**

---

### **4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL Y ZONAL**

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

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

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

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

Estas metodologías se encuentran descritas y detalladas en el Apéndice II del informe de diagnóstico 2025<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> [Apéndice II del Informe de Diagnóstico 2025 - Metodología](#): Metodologías de Análisis de la Expansión de la Transmisión Nacional y Zonal.

## 5 RESUMEN DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

---

La presente sección constituye un resumen del diagnóstico presentado en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”<sup>5</sup>, por lo que en dicho documento se encuentra el detalle con respecto a escenarios simulados e instalaciones analizadas.

### 5.1 DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Los planes de obras elaborados a partir de una co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento mostrarían la necesidad de desarrollar al menos 6,9 GW en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) adicionales a lo existente, con predominio de baterías de 6 y 8 horas. Este hecho está vinculado con la expansión del parque solar en la zona norte y permitiría minimizar congestiones derivadas de la gran cantidad de generación en dicha región. Además, en el escenario C, se lograría abastecer la demanda proyectada para una potencial producción de hidrógeno verde sin sobrecargas excesivas del sistema de transmisión. Cabe destacar que, debido al alto interés de desarrolladores de parques renovables, gran parte de la generación prevista a lo largo del horizonte se adelanta a los primeros años del análisis.

Si bien los sistemas de almacenamiento BESS permiten optimizar el uso del sistema de transmisión, aún podrían persistir congestiones producto de la generación en el norte del país, como en el tramo HVDC Kimal - Lo Aguirre que presenta una baja probabilidad de ser utilizado al máximo durante los primeros 5 años desde su puesta en servicio, no obstante, en los escenarios B y especialmente en el C, incrementan las probabilidades de congestión que se intensifican en los años 2039 y 2035 respectivamente. Adicionalmente, se destaca una alta probabilidad de congestión en las líneas 2x220 kV Nueva Chuquicamata – Kimal, 2x220 kV Miraje - Encuentro, 2x220 kV Atacama - Miraje y 2x220 kV Andes – Monte Mina.

En el Norte Chico, se observarían congestiones en el tramo de doble circuito de 500 kV entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Polpaico, convirtiéndose en la principal restricción de la zona durante las horas diurnas debido a la abundante oferta de generación solar. Estas congestiones tienen alta probabilidad de ocurrencia en el corto plazo; sin embargo, con la incorporación de la línea HVDC y el nuevo sistema de control de flujo Parinas - Seccionadora Lo Aguirre, se lograría un alivio temporal de dichas congestiones. En este sentido, a partir de lo dispuesto en el ITP 2024 de la CNE, incluso si no fuera considerado dicho sistema de control de flujos, las conclusiones de este diagnóstico se mantendrían, dado que el impacto más relevante corresponde al ingreso del sistema

---

<sup>5</sup> [Informe de Diagnóstico 2025 | Coordinador Eléctrico Nacional](#): El diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión entrega a la industria un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión nacional y zonal para el mediano y largo plazo, entregando una señal del desarrollo esperado del SEN tanto en generación como en transmisión

HVDC. No obstante, en el largo plazo, estas limitaciones podrían reaparecer, lo cual impulsa a evaluar alternativas de solución para transferir los excedentes de generación ERV producidos en el norte del país.

En la zona central del país, se podrían presentar congestiones en la línea 2x220 kV Lampa – Polpaico, que se intensificarían una vez ingresada la futura S/E Lo Campino. Además, se observarían restricciones operacionales debido a que los flujos llegarían a los límites de transferencias seguras por los bancos de autotransformadores 500/220 kV en la Región Metropolitana a partir del año 2029. Asimismo, se destaca la importancia de concretar un aumento de capacidad o alguna obra de mitigación en la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre, debido a las congestiones proyectadas a corto plazo y al rol clave que esta línea tendrá con la entrada en operación de la línea HVDC.

En la zona centro-sur del país, se podrían presentar congestiones asociadas al aumento proyectado de capacidad instalada de centrales eólicas. Entre los tramos que alcanzarían sus capacidades máximas, destaca el corredor de 500 kV entre las subestaciones Charrúa y Ancoa, debido a los flujos en dirección hacia el norte durante las horas nocturnas. En este tramo, se podrían presentar congestiones superiores al 15% del tiempo a partir del año 2032, coincidiendo con la entrada de proyectos como el segundo circuito de la línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa y la futura línea 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes. Además, se anticiparían posibles congestiones en la línea costera de 220 kV, impulsadas por la incorporación de proyectos eólicos en respuesta a solicitudes de la industria.

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

En cuanto a los costos marginales en las barras del SEN, se observa que estos diferirían principalmente durante el día en gran parte del sistema. En el corto-mediano plazo, se prevenirían desacoples entre el norte y el centro del SEN debido al crecimiento de la generación ERV en el norte. Sin embargo, con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre en 2030, estas regiones se acoplarían. En el sur, las diferencias persistirían tanto de día como de noche, debido al potencial eólico desde Charrúa hacia el sur. A partir de 2032, las obras de energización en 500 kV en esta zona podrían aliviar parcialmente las diferencias, aunque no lograrían acoplar los costos marginales anuales promedio, debido a la limitación del sistema de transmisión para transportar la energía eólica hacia la zona central del SEN. En la Figura 5-1 y la Figura 5-2 se presentan los costos marginales esperados en los tres escenarios de desarrollo del SEN, en horarios diurnos y nocturnos, considerando para cada uno treinta simulaciones que reflejan la variabilidad de la energía renovable variable, haciendo de esta forma posible evaluar el estado proyectado del mercado eléctrico común observado en el desacople de los CMG entre barras del SEN.

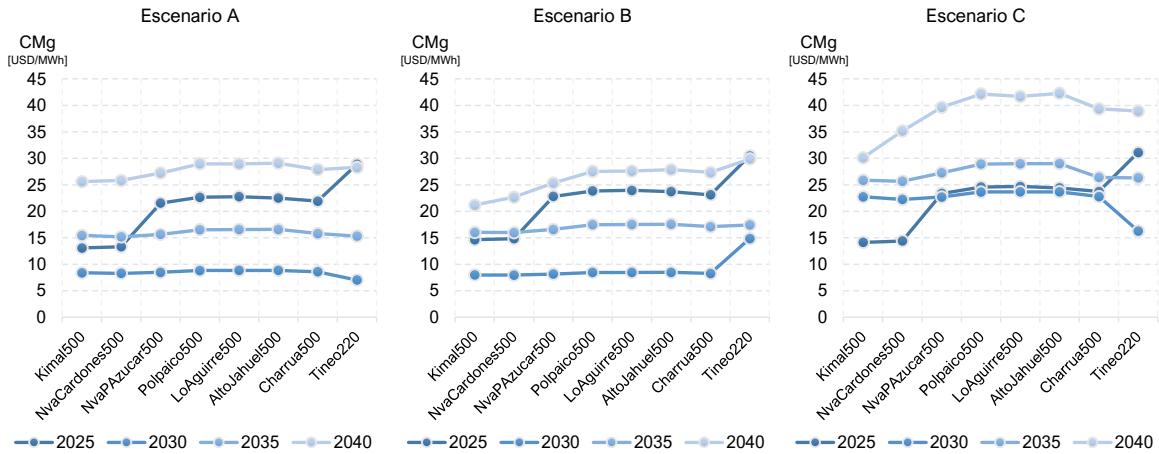


Figura 5-1. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas.

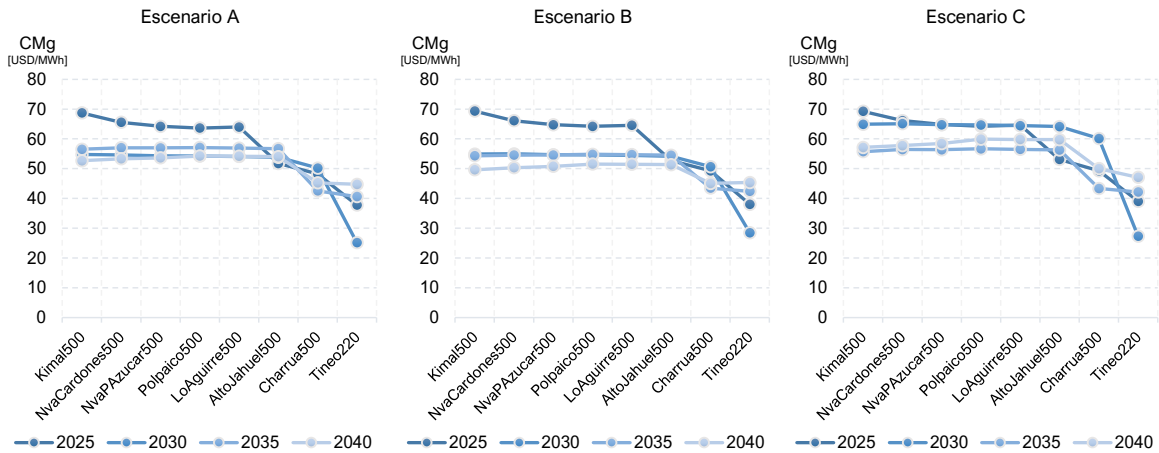


Figura 5-2. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas.

## 5.2 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

El diagnóstico del sistema de transmisión zonal se divide en dos análisis. Por un lado, se realiza un análisis de cargabilidad de los transformadores AT/AT y de líneas de transmisión, que responden al uso asociado por la demanda coincidente del sistema; y por otro lado se desarrollan los análisis de uso por los transformadores AT/AM (subestaciones primarias de distribución), donde la cargabilidad

se proyecta en función de las máximas demandas locales. El diagnóstico a su vez se presenta en las 6 zonas que se enumeran a continuación:

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

A continuación, se presenta un resumen global del análisis de suficiencia de todas las instalaciones zonales. Por cada tipo de instalación se incorpora una figura que presenta los niveles de cargabilidad para el periodo 2024-2032, donde los colores, verde, amarillo, naranja y rojo corresponde a niveles de cargabilidad menor al 50%, entre 50% y 85%, entre 85% y 100% y mayor al 100% respectivamente. La Figura 5-3 y la Figura 5-4 resumen el diagnóstico de líneas y transformadores AT/AT.

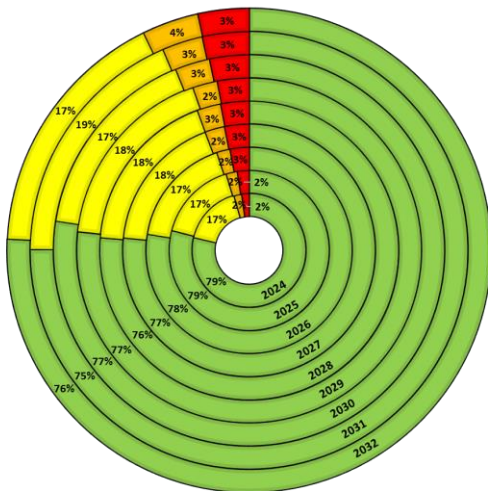


Figura 5-3. Evolución del estado de líneas de transmisión.

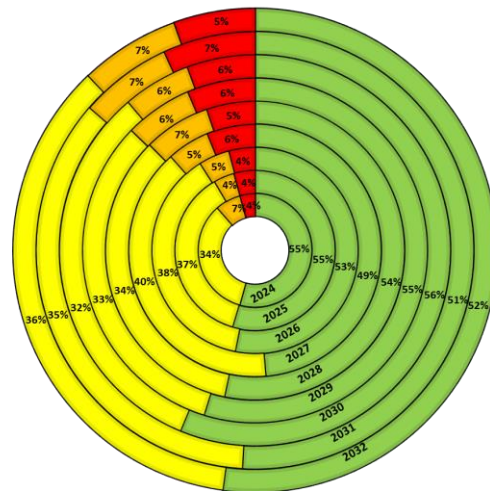


Figura 5-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2032 se identifica que 715 líneas podrían presentar niveles de cargabilidad inferiores al 50%, 161 con niveles bajo el 85% de su capacidad, mientras que 36 líneas podrían presentar niveles de cargabilidad superiores al 85% y finalmente 32 podrían superar el 100% de su capacidad.
- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2032, se observa que 9 podrían superar el 100% de su cargabilidad, siendo estos los siguientes: ATR Cardones 220/115/13.8 kV 75 MVA (N1, N2 y N3), TR Pan de Azúcar 110/69/23 kV 60 MVA N10, TR Maule 154/69 kV 60

MVA (N1 y N2), Parinacota 220/69/13.8 kV 96 MVA, Esmeralda 220/115/13.8 kV 195 MVA y Punta Cortes 154/66 kV 75 MVA.

- Por otro lado, se identifica que 11 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, siendo estos: Liqcau 220/110/23 kV 120 MVA N1, Plantas 220/110/13.8 kV 150 MVA N1, ATR Pilauco 220/66/23 kV 120 MVA, TR Lastarria 220/66/13.2 kV 75 MVA, TR Metrenco 220/66/13.2 kV 60 MVA (N1 y N2), Lo Campino 400 MVA T1, Chillan 154/66 kV 75 MVA, Rancagua 154/66 kV 56 MVA N1 y San Fernando 154/66 kV 56 MVA N2.

La Figura 5-5 resume el diagnóstico de transformadores AT/MT.

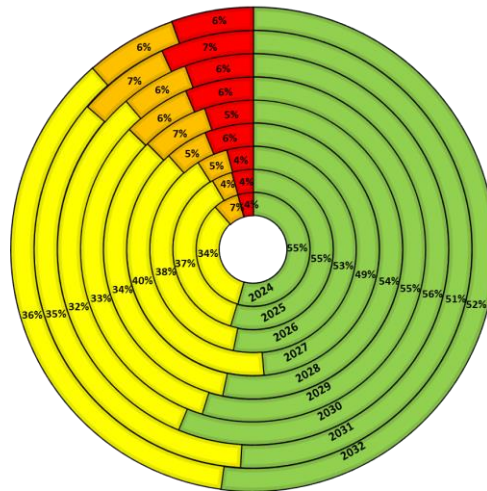


Figura 5-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

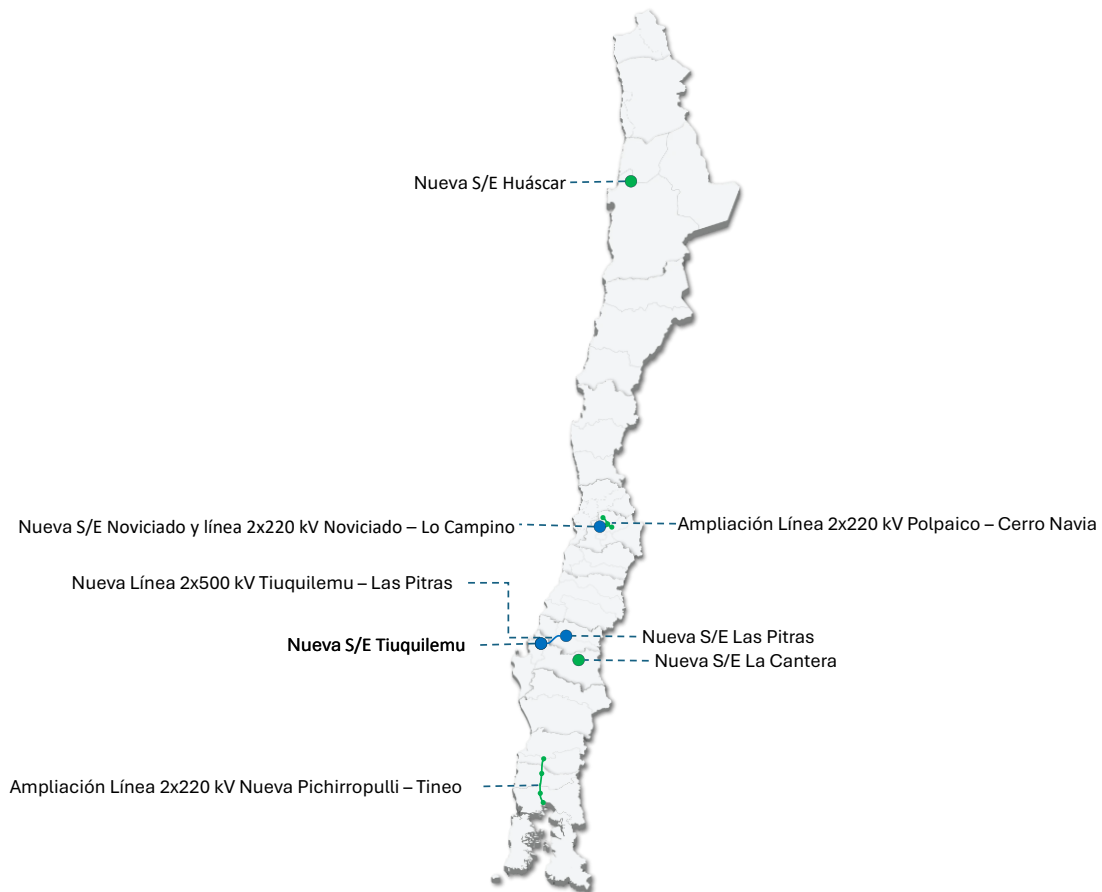
- De los 736 transformadores AT/MT diagnosticados al año 2032, 76 unidades podrían presentar niveles de cargabilidad entre un 85% y un 100% y 44 de ellos, podrían enfrentar una cargabilidad superior al 100%.

## 6 ANÁLISIS DE OBRAS PROPUESTAS PET 2025

En esta sección se expone las obras de expansión propuestas por el Coordinador que serán recomendadas a la CNE para el Plan de Expansión anual de la transmisión 2025.

### 6.1 OBRAS NACIONALES

En el Sistema de Transmisión Nacional se propone un total de 8 obras, 6 de ellas nuevas y 2 de ampliación, con una inversión total referencial de 459 MMUSD.



**Figura 6-1. Obras propuestas en el Sistema de Transmisión Nacional.**

En la revisión de nuevas problemáticas del sistema de transmisión nacional, se identificaron siete obras que aportan beneficios económicos sistémicos.

En el Norte Grande, se propone seccionar las líneas 2x220 kV Atacama – Miraje y 2x220 kV Cochrane – Encuentro mediante la nueva S/E Huáscar, habilitando un corredor alternativo entre las subestaciones Atacama y Miraje para redistribuir flujos de potencia.

En la zona centro, la propuesta busca aumentar la capacidad de la línea 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa – Lo Campino – Cerro Navia, para hacer frente a la creciente cargabilidad en el noroeste de la Región Metropolitana de Santiago producto del crecimiento en su demanda y del efecto sobre las líneas de 220 kV del proyecto Nueva S/E Lo Campino. Mientras que se ratifica el requerimiento de la nueva S/E El Noviciado, seccionadora de la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre, y nueva línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino, en complemento a la obra de aumento de capacidad en el corredor de 220 kV, permitiendo así abordar la problemática de pérdida de criterio de seguridad en los transformadores 500/220 kV de la Región Metropolitana.

En el sur, se incluyen cinco obras: tres para posibilitar la evacuación de generación eólica en las costas del Maule y Ñuble (Nueva S/E Tiuquilemu, Nueva S/E Las Pitras y Nueva Línea 2x500 kV Tiuquilemu – Las Pitras); otra para aumentar inyecciones en el corredor 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pichirropulli y Tineo, mejorando las transferencias de energía eólica hacia el centro del SEN; y una obra para habilitar la conexión de nuevos proyectos eólicos en el entorno de la S/E Quilleco.

**Tabla 6-1. Resumen Valor de Inversión obras Sistema de Transmisión Nacional.**

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	391
Obra de Ampliación	68
<b>Total</b>	<b>459</b>

Los detalles sobre las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.



## 6.2 OBRAS ZONALES

### 6.2.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

En la Zona de Arica y Diego de Almagro se propone un total de cuatro obras, entre nuevas y ampliaciones, cuya inversión referencial está estimada de 52 MMUSD. Todas estas obras están enfocadas en abordar los requerimientos de suficiencia proyectados, mediante el aumento de capacidad de subestaciones existentes a través de la instalación de nuevos transformadores AT/AT y AT/MT, y mediante la construcción de una nueva subestación para establecer un nuevo punto de suministro para abastecer el crecimiento de la demanda proyectado. A continuación, se presenta un resumen gráfico de las obras propuestas. En la Figura 6-2 se presenta la ubicación referencial de las obras.

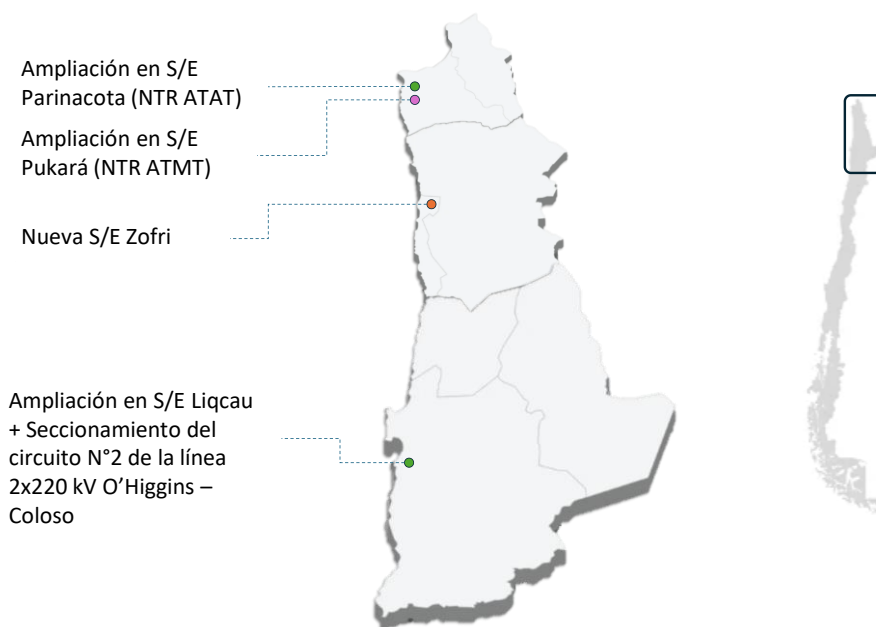


Figura 6-2. Obras Zona Arica - Diego de Almagro

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2. Resumen Valor de Inversión Zona Arica – Diego de Almagro.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	18,3
Obra de Ampliación	33,2
<b>Total</b>	<b>51,5</b>

Los detalles de las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.

### 6.2.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

En la Zona de Diego de Almagro y Quillota se proponen un total de cuatro obras, entre nuevas y de ampliación, cuya inversión referencial está estimada de 55 MMUSD. Todas estas obras están enfocadas en abordar las condiciones de suficiencia proyectadas, mediante el aumento de capacidad de subestaciones existentes a través de la instalación de nuevos transformadores AT/AT, y mediante la construcción de una nueva subestación para establecer un nuevo punto de suministro para abastecer el crecimiento de la demanda proyectada. A continuación, en la Figura 6-3 se presenta un resumen gráfico con la ubicación referencial de las obras propuestas.



Figura 6-3. Obras Zona Diego de Almagro – Quillota.

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-3.

Tabla 6-3. Resumen Valor de Inversión Zona Diego de Almagro - Quillota.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	28,4
Obra de Ampliación	26,2
<b>Total</b>	<b>54,6</b>

Los detalles de las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.

### 6.2.3 ZONA QUINTA REGIÓN

En la Zona Quinta Región se propone una obra de ampliación, con una inversión referencial estimada en 3,5 MMUSD. La obra se enfoca en abordar la condición de suficiencia en esta área, mediante el reemplazo de un transformador en la S/E Bollenar. En la Figura 6-4 se presenta la ubicación referencial de la obra.



Figura 6-4. Obras Zona Quinta Región.

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4. Resumen Valor de Inversión Zona Quinta Región.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	-
Obra de Ampliación	3,5
<b>Total</b>	<b>3,5</b>

Los detalles de las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.

#### 6.2.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

En la Zona Metropolitana se propone un total de siete obras, todas de ampliación, con una inversión referencial estimada en 32,4 MMUSD. Cuatro de estas obras están enfocadas en abordar la condición de suficiencia en esta área, destacando el reemplazo de transformadores en las SS/EE Quilicura, Lo Boza y La Pintana, así como el tendido del segundo circuito de la línea Tap San Pablo – ENEA 110 kV. Adicionalmente, se plantean tres obras para resolver problemas de seguridad en la zona, las cuales incrementan la capacidad de las líneas conectadas al anillo de 110 kV de la Región Metropolitana en las SS/EE Lo Valledor, Recoleta y Los Dominicos. En la Figura 6-5 se presenta la ubicación referencial de las obras.

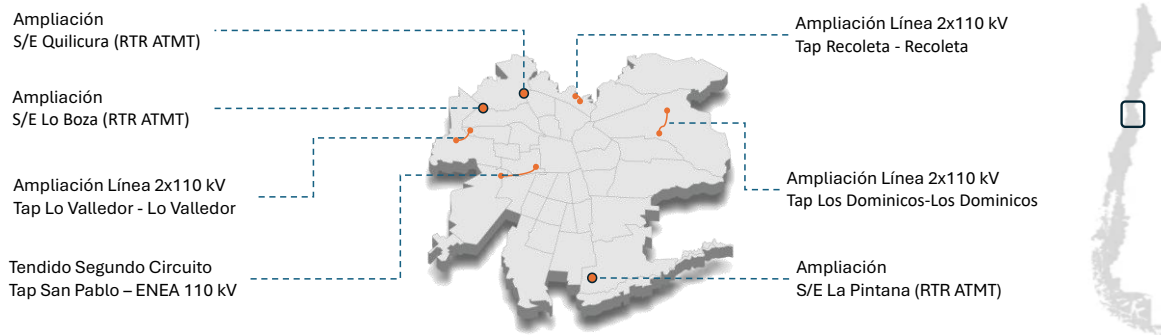


Figura 6-5. Obras Zona Región Metropolitana.

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5. Resumen Valor de Inversión Zona Región Metropolitana.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	-
Obra de Ampliación	32,4
<b>Total</b>	<b>32,4</b>

Los detalles de las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.

### 6.2.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

En la Zona de Alto Jahuel - Charrúa se propone un total de siete obras, con una inversión referencial de 77 MMUSD. Todas estas obras tienen por objetivo asegurar la suficiencia de las instalaciones en la zona, a través de la instalación de nuevos transformadores AT/AT y AT/MT, y mediante la construcción de nuevas subestaciones. Las nuevas obras buscan asegurar el suministro de las zonas de Rengo, Pichilemu, Villa Prat, Molina, Sagrada Familia y el sector comprendido entre Charrúa y Los Tilos. A continuación, se presenta un resumen gráfico de las obras propuestas. En la Figura 6-6 se presenta la ubicación referencial de las obras.

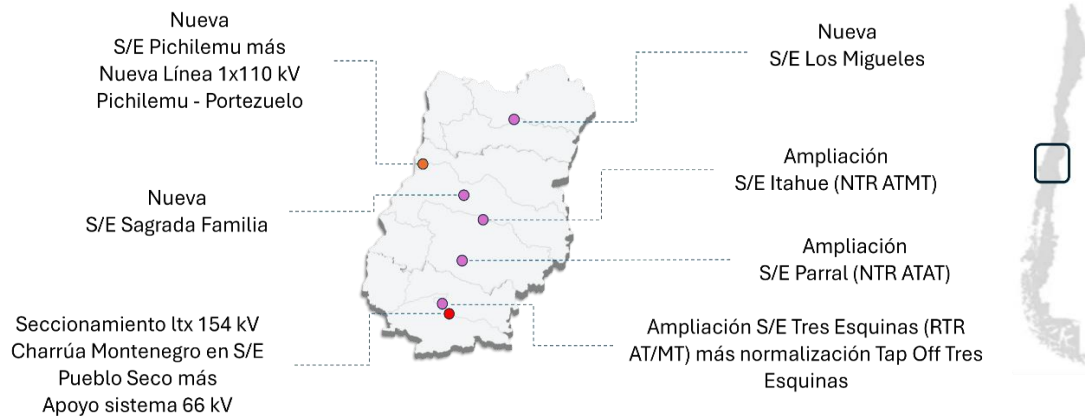


Figura 6-6. Obras Zona Alto Jahuel - Charrúa.

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6. Resumen Valor de Inversión Zona Alto Jahuel - Charrúa.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	53,5
Obra de Ampliación	23,3
<b>Total</b>	<b>76,8</b>

Los detalles de las obras se encuentran contenidos en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento

### 6.2.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

Para la zona sur se propone un total de 8 obras, 7 de ellas de ampliación, con una inversión referencial estimada en 22,6 MMUSD y una nueva subestación denominada Ñielol, con una inversión referencial estimada en 7,8 MMUSD, todas estas obras están enfocadas en abordar la condición de suficiencia en esta zona. A continuación, se presenta un resumen gráfico de las obras propuestas. En la Figura 6-7 se presenta la ubicación referencial de las obras.

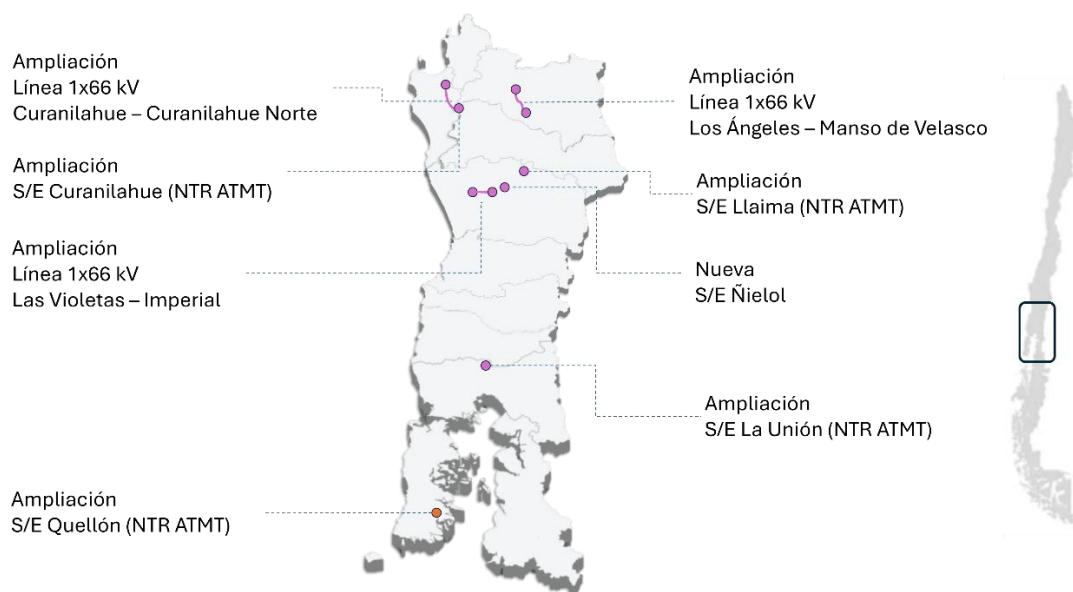


Figura 6-7. Obras Zona Charrúa - Chiloé.

El resumen de la inversión se presenta en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7. Resumen Valor de Inversión Charrúa - Chiloé.

Tipo	V.I. [MMUSD]
Obra Nueva	7,8
Obra de Ampliación	22,6
<b>Total</b>	<b>30,4</b>

El detalle de las obras se encuentra contenido en el “Anexo I – Descripción de Obras Propuestas” anexo a este documento.

## 7 PROPUESTA DE OBRAS COORDINADOR PET 2024

En esta sección se presenta aquellas obras que fueron promovidas por el Coordinador en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2024, publicado en enero del mismo año.

Debido a que, a la fecha de publicación del presente informe aún no hay certeza de las obras definitivas del proceso del Plan de Expansión 2024, el listado de la Tabla 7-1, mantiene su vigencia como necesidad de expansión para el sistema. En general estas obras son complementarias a las recomendadas en el presente informe y será revisada la pertinencia de incluirlas en el Informe Final con los mejores antecedentes que se dispongan a la fecha, por ejemplo, respecto del proceso del proceso del Plan de Expansión 2024.

**Tabla 7-1. Propuesta de Obras Nacionales Coordinador PET2024.**

Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Tipo de Obra
Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Parinas	200	-	2030	Inmediata	36	24,7	Da soporte dinámico al corredor de 500 kV del Norte Grande y Chico	Ampliación
Nuevo Equipo de Compensación Estática de Reactivos en S/E Lo Aguirre	200	-	2030	Inmediata	36	36,9	Da soporte dinámico al corredor de 500 kV del Centro y Centro Sur	Ampliación
Nueva Línea 2x220 kV Centinela - Kimal	500	85	2031	Inmediata	60	42,5	Promover oferta y facilitar competencia	Nueva
Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada	-	-	2030	Inmediata	30	14,1	Utilización óptima de la infraestructura existente	Nueva
Ampliación en la S/E Lo Campino (NTR ATAT) y aumento de capacidad Línea 2x220 kV Polpaico – Lo Campino	400	26,9	2030	Inmediata	30	19,8	Suficiencia y Seguridad	Ampliación
Ampliación en la S/E Parinas	750	-	2030	Inmediata	24	26,9	Promover oferta y facilitar competencia	Ampliación
Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Andes – Likantantai – Nueva Zaldívar	-	-	2030	Inmediata	30	55,3	Utilización óptima de la infraestructura existente	Nueva
Nueva S/E Seccionadora El Noviciado 500/220 kV y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino	TR: 750 LT: 400	18	2033	Inmediata	60	116	Suficiencia	Nueva
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli y Nuevo Patio 500 KV	1500	-	2030	Inmediata	36	46,3	Promover oferta y facilitar competencia	Ampliación

Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Tipo de Obra
Nuevo Sistema de Control de Flujo en Línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara	-	-	2031	Inmediata	36	23	Utilización óptima de la infraestructura existente	Nueva
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Kimal – Crucero	1000	10	2031	Inmediata	40	19	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Ampliación
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla	500	57	2030	Inmediata	40	24	Reduce congestiones y optimiza el uso del corredor de 220 kV de la zona	Ampliación

**Tabla 7-2. Propuesta de Obras Zonales Coordinador PET2024.**

Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Tipo de Obra
Ampliación en S/E El Salado (NTR ATMT)	15	-	2029	Inmediata	24	4,8	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)	10	-	2029	Inmediata	24	7,2	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	24	5,1	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Cabildo (RTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	24	2,8	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Quinquimo (NTR ATMT)	20	-	2029	Inmediata	24	5,5	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Carrascal (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	5,9	Suficiencia	Ampliación
Nueva S/E Adolfo Ibáñez 110/12,5 kV	50	-	2031	Inmediata	42	17,0	Suficiencia	Nueva
Ampliación en S/E Los Dominicos (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	3,4	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	3,4	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	3,4	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Puchoco (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	24	7,4	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Maso de Velasco (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	3,1	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E La Misión (NTR ATMT)	50	-	2029	Inmediata	24	3,1	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Pichil (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	24	3	Suficiencia	Ampliación



Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long. [km]	Fecha PES	Construcción	Plazo Constr. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Tipo de Obra
Nueva S/E Labranza	20	-	2030	Inmediata	42	10,5	Suficiencia	Nueva
Nueva S/E Los Muermos y Nueva línea 1x66kV Los Muermos – Tineo	20	-	2030	Inmediata	42	21,6	Calidad de servicio	Nueva
Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)	30	-	2029	Inmediata	24	2,9	Suficiencia	Ampliación
Ampliación Línea 1x110kV Chonchi - Quellón	50	59	2029	Inmediata	30	3,8	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Fátima	30	-	2029	Inmediata	24	3,1	Suficiencia	Ampliación
Nueva S/E Docamavida	10	-	2029	Inmediata	42	4,4	Suficiencia	Nueva
Ampliación en S/E Ranguili	10	-	2029	Inmediata	24	2,3	Suficiencia	Ampliación
Nueva S/E Chequén	150	-	2031	Inmediata	42	10,4	Suficiencia	Nueva
Nueva Línea 2x66 kV El Ruil – Chequén	90 x cto	13	2032	Inmediata	42	14,1	Suficiencia	Nueva
Ampliación línea 1x154 kV Maule – Chequén	200	6	2030	Inmediata	30	5,1	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E El Ruil	-	-	2029	Inmediata	18	3,1	Suficiencia	Ampliación
Ampliación en S/E Teno	40	-	2029	Inmediata	24	3,8	Suficiencia	Ampliación
Nueva Subestación Punilla	30	-	2031	Inmediata	42	6,8	Suficiencia	Nueva
Nueva S/E Lonquén	30	-	2031	Inmediata	42	6,8	Suficiencia	Nueva
Nueva S/E Vieja Aldea	30	-	2031	Inmediata	42	5,3	Suficiencia	Nueva
Ampliación línea 1x66 kV Enlace Buenavista - Curicó	60	5	2030	Inmediata	36	4,0	Suficiencia	Ampliación
Nueva S/E Diguillín (Ex S/E Nueva Chillán) (NTR AT/AT)		50	2032	Inmediata	48	49 (10+3+36)	Fortalecer infraestructura de transmisión eléctrica para la región de Ñuble	Nueva
Nuevo Transformador AT/MT								
Nueva Línea 2x220 kV Entre Ríos - Diguillín								

## 8 OBRAS ANALIZADAS NO RECOMENDADAS

En esta sección se presenta aquellas obras que han sido sometidas a evaluación por parte del Coordinador, sin embargo, aún no han sido recomendadas, ya que la inversión requerida supera los retornos proyectados. En la Tabla 8-1 se presentan la descripción de las obras analizadas.

**Tabla 8-1. Obras analizadas no recomendadas.**

Nombre Obra	Capacidad [MW]	Longitud [km]	Valor Presente Inversión MMUSD	Beneficio Operacional MMUSD			VAN MMUSD			Comentarios
				Esc. A	Esc. B	Esc. C	Esc. A	Esc. B	Esc. C	
Aumento capacidad Línea 2x220 kV Quillota - Nogales	600	28	10,2	0,2	0,1	0,1	-9,9	-10,0	-10,2	No se recomienda por no otorgar beneficios en ningún escenario
Aumento capacidad Línea 2x220 kV Centella - Quillota	600	144	38,6	8,7	12,2	17,3	-29,9	-26,4	-21,3	No se recomienda por no otorgar beneficios en ningún escenario
Nueva S/E Longotoma	-	-	44	3,9	9,6	9,4	-39,4	-37,8	-37,0	No se recomienda por no otorgar beneficios en ningún escenario
Línea HVDC Jadresic – Alto Jahuel	3000	1083	1175	337	489	1445	-707	-555	401	No se recomienda por no otorgar beneficios en al menos 2 escenarios.

## **9 ANALISIS DE OBRAS CON PROCESO DE LICITACIÓN/CONSTRUCCIÓN NO CONCLUIDO**

---

El desarrollo de una obra de transmisión conforme al proceso regular de expansión descrito en la LGSE, que incluye el procedimiento de planificación de la transmisión y licitación de una obra, contempla tiempos de ejecución que pueden ser incompatibles con las necesidades de expansión del sistema. Por tal motivo, el artículo 102° de la LGSE otorga un camino alternativo para desarrollar una obra de expansión con el propósito de atender necesidades urgentes en plazos acotados.

Las obras declaradas desiertas y aquellas a las cuales se aplicó el Artículo N°157<sup>6</sup>, pueden generar un desajuste entre la planificación y la necesidad de una obra, por lo que es inevitable monitorear cada una de estas obras en virtud de detectar el efecto de su retraso sobre el sistema de transmisión. En este sentido es que se lleva a cabo un análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión, licitadas durante el año 2024, con el propósito de evaluar el impacto de éstas en la suficiencia y seguridad de servicio del sistema.

Por lo tanto, según lo descrito previamente, se presenta la Tabla 9-1 la cual contiene el listado de obras desiertas que no cuentan con una solución alternativa, en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102° en caso de que los procesos licitatorios en curso no resulten adjudicados o volver a incorporarlos en un proceso licitatorio futuro.

---

<sup>6</sup> **Artículo 157°:** 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 de construcción de Obras de Ampliación, el Coordinador deberá emitir un informe que indique el estado de avance físico y financiero de la obra y las condiciones de continuidad de la obra interrumpida, pudiendo disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la ejecución de aquella parte de la obra que se encuentra inconclusa, proceso que se regirá por las disposiciones del presente Título. Los antecedentes necesarios para la nueva licitación deberán estar contenidos en el señalado informe.

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

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Sin Ofertas	Suficiencia	Efecto en suficiencia. Línea alcanza 100% de cargabilidad el 2025.	Desierta en dos procesos. Se analizará alternativa en Complemento PET 2025.
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro –Quillota	Sin Ofertas	Seguridad	Afecta seguridad. Debido a salida de centrales a carbón zona quinta.	Desierta en 3 procesos. Se analizará alternativa.
Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Descalificación Administrativa	Suficiencia	Afecta suficiencia- S/E isla Maipo llega al 75% de cargabilidad conjunta el 2025.	Desierta en 2 procesos. En PET 2024 se propone nueva S/E Lonquén.
Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	Sin Ofertas	Suficiencia	No afecta suficiencia. Transformador alcanza 95% de cargabilidad el 2029. Transformadores del entorno alcanza capacidad nominal el 2028.	Desierta en dos procesos. En PET2025 se propone nueva S/E Sagrada Familia.
Ampliación en S/E Chinchorro	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta suficiencia en S/E Chinchorro, se proyecta una cargabilidad sobre el 100% de su capacidad para el año 2025.	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Sin Oferta	Suficiencia	Suficiencia en el tramo 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal, se proyecta una cargabilidad del transformador AT/MT de S/E Tamarugal por sobre el 100% de su capacidad para el año 2025.	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en S/E Dolores	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta suficiencia en Tap Off Dolores, se proyecta una cargabilidad sobre el 85% de su capacidad para el año 2025.	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 kV Agua Santa – Laguna Verde en S/E Los Placeres y Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Tap Placeres – Los Placeres	Sin Oferta	Seguridad	Aumenta la vulnerabilidad del sistema de Valparaíso, especialmente ante incendios en la línea Agua Santa – La Pólvora, manteniendo altos riesgos de interrupción del suministro a la S/E Placeres.	Desierta en 2 procesos. Se recomienda volver a licitar.
Ampliación en S/E Río Blanco	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta suficiencia -- S/E Río Blanco	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta la suficiencia de la S/E Loma Colorada	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta la suficiencia de la S/E Ancud	Licitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	Sin Oferta	Acceso Abierto	Posterga la disponibilidad de puntos de conexión	Relicitación desierta. Se está licitando en proceso ART.157 3°
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta la suficiencia de la Región del Ñuble	Relicitación desierta en 2 procesos.
Ampliación en S/E Gorbea	Descalificación Administrativa	Suficiencia	Afecta la suficiencia de la S/E Gorbea	Relicitación desierta.
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	Descalificación Económica	Suficiencia	Afecta la seguridad de abastecimiento de la zona.	Relicitación desierta en 2 procesos. En PET2025 se propone Ampliación S/E Pueblo Seco más apoyo sistema 66 kV.
Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	Descalificación Económica	Suficiencia	Afecta suficiencia en S/E Recoleta, se proyecta una cargabilidad sobre el 100% de su capacidad para el año 2030 en uno de sus transformadores.	Licitación desierta en 1 proceso. Se recomienda volver a licitar.
Ampliación en S/E Retiro 66 kV (BS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Parral – Tap Longaví en S/E Retiro 66 kV	Oferta supera VI	Suficiencia	Afecta la suficiencia de la S/E Retiro	Licitación desierta en 1 proceso. Se recomienda volver a licitar.
Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Sin Oferta	Promover oferta y facilitar competencia	Permite realizar un uso más eficiente del sistema de transmisión de la zona Sur.	Licitación desierta en 2 procesos. Se recomienda analizar obra alternativa

Nombre Obra Desierta	Motivo	Motivo de la Obra	Secuela en el sistema por retraso	Estatus
Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BPS)	Sin Oferta	Promover oferta y facilitar competencia	Permite realizar un uso más eficiente del sistema de transmisión de la zona Sur.	Licitación desierta en 2 procesos. Se recomienda analizar obra alternativa
Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	Oferta supera VI	Promover oferta y facilitar competencia	Permite optimizar el uso del sistema de 500 kV entre las SS/EE Parinas y Seccionadora Lo Aguirre	Obra desierta en 1 proceso. Excluida de siguientes procesos de licitación por aplicación por parte de la CNE del artículo N° 75.
Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué - Quillota	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta suficiencia en S/E San Pedro sobrecargando los transformadores en S/E San Pedro, comprometiendo la seguridad y confiabilidad del suministro en Olmué y Limache.	Desierta en primer proceso. Se recomienda volver a licitar.
Nueva S/E Montemar	Sin Oferta	Suficiencia	Afecta suficiencia en S/E Reñaca sobrecargando los transformadores al año 2030 sobre un 100%	Desierta en primer proceso. Se recomienda volver a licitar.
Aumento de capacidad línea 1x110 kV Concón - Tap Reñaca, tramo Concón - Montemar	Sin Oferta	Seguridad	Se comprometen las condiciones de seguridad en el suministro eléctrico de la zona ante la entrada de la Nueva S/E Montemar	Desierta en primer proceso. Se recomienda volver a licitar.
Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)	Sin Oferta	Suficiencia	No permitiría la conexión de la obra “Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué – Quillota”	Desierta en primer proceso. Se recomienda volver a licitar.
Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca	Sin Oferta	Seguridad	Compromete la seguridad del sistema al mantener la operación normalmente abierta entre Tap Achupallas y Tap Reñaca, lo que limita la recuperación de la condición de seguridad N-1 y aumenta el riesgo ante fallas.	Relicitación desierta en primer proceso. Se recomienda volver a rellicitar.

## **10 ANEXOS**

---

- 10.1 ANEXO I – DESCRIPCIÓN DE OBRAS PROPUESTAS**
- 10.2 ANEXO II - RESPUESTA A OBSERVACIONES INFORME PRELIMINAR**
- 10.3 ANEXO III – OBRAS ANALIZADAS NO RECOMENDADAS**
- 10.4 ANEXO VI - REUNIONES DE TRABAJO Y PROPUESTAS DE PROYECTOS POR PARTE DE LOS GREMIOS**