

DIAGNÓSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2022

30 de noviembre de 2021

Subgerencia de Planificación

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

Nombre	Cargo
Jose Luis Cerda A.	Jefe de Departamento Prospectiva
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manuel Bravo M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Giovani Bastidas H.	Ingeniero de Prospectiva
Sergio Cortez V.	Ingeniero de Prospectiva

DISTRIBUCIÓN

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

<u>1</u>	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>4</u>
<u>2</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>7</u>
<u>3</u>	<u>CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS</u>	<u>10</u>
3.1	OFERTA	10
3.2	DEMANDA	28
<u>4</u>	<u>METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO</u>	<u>36</u>
4.1	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL.....	36
4.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL.....	50
<u>5</u>	<u>DIAGNÓSTICO</u>	<u>63</u>
5.1	ANÁLISIS GLOBAL SISTEMA NACIONAL.....	63
5.2	ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	77
5.3	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	101
5.4	ZONA QUINTA	126
5.5	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	156
5.6	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	190
5.7	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	235
<u>6</u>	<u>APÉNDICES.....</u>	<u>272</u>
6.1	APÉNDICE I – INFORME DE RESULTADOS PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN 2021	272
6.2	APÉNDICE II – PROYECCIONES DE DEMANDA DEL SEN, PERIODO 2021-2041	272
6.3	APÉNDICE III – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	272
6.4	APÉNDICE IV – DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	272
6.5	APÉNDICE V – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	272

1 RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se da cuenta de los resultados obtenidos del diagnóstico del uso esperado de los sistemas de transmisión nacional y zonal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el horizonte 2022-2041, lo cual se realiza mediante el estudio de subsistemas específicos.

A continuación se resumen los principales resultados por zona geográfica:

Zona Arica – Diego de Almagro

- En el período 2022 a 2027 no se observan situaciones de sobrecarga de la capacidad de transformadores AT/MT-AT/AT y líneas de transmisión zonales.
- En relación con el análisis de contingencias, se detecta que de las 7 subestaciones clasificadas como zona de Densidad Media/Capital Regional, al menos tres (3) de ellas tendrían una pérdida total del suministro producto de la inexistencia de apoyo en el sistema de transmisión de la zona de Iquique. Por otro lado, en la zona de Antofagasta sólo una subestación vería parte de su demanda comprometida ante una contingencia, en una de las líneas que dan suministro desde el Sistema de Transmisión Nacional.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan congestiones y altos flujos en el tramo 2x500 kV Cumbres - Parinas y en el transformador 500/220 kV de la futura S/E Nueva Lagunas. No obstante, con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, dichas congestiones serán resueltas. Por otro lado, se observan congestiones en los tramos 2x220 kV Andes - Nueva Zaldívar y, posterior a la entrada en operación la nueva subestación seccionadora S/E Likanantai, se mantendrán sólo en el tramo 2x220 kV Andes - Likanantai. Esta última congestión se mantendría por todo el horizonte de análisis.
- Respecto a la nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, salvo por casos puntuales, esta no alcanzaría su máxima capacidad durante el horizonte de análisis.

Zona Diego de Almagro Quillota

- En el período 2022 a 2027 no se observan situaciones de sobrecarga de la capacidad de transformadores AT/MT-AT/AT y líneas de transmisión zonales. No obstante, se observa un transformador que, a partir del año 2025, alcanzará niveles de carga por sobre el 85% de su capacidad.
- En relación con el análisis de contingencias, se detectan que de las 4 subestaciones clasificadas como zona de Densidad Media/Capital Regional, dos (2) de ellas verían parte de su suministro comprometido producto de contingencias en líneas y transformadores que prestan suministro desde el Sistema de Transmisión Nacional.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan congestiones y altos flujos en los tramos 2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Cardones y 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Nueva Maitencillo en los años previos a la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre. No obstante, debido a los cambios en la magnitud y distribución de los flujos producto de esta obra, se estima que al año 2029 existirán cambios en las restricciones de operación de estas líneas, que les permitirán operar con mayor holgura y sin congestiones.

Zona Quinta Región

- En el período 2022 a 2027 se detecta una alta cargabilidad en 5 transformadores AT/MT sin soluciones identificadas, en 4 transformadores con soluciones por obras decretadas y en 4 transformadores con soluciones por obras contenidas en la Propuesta de Expansión 2021 del Coordinador. También se identifica una alta cargabilidad en 3 transformadores AT/AT con soluciones decretadas.
- Respecto de las líneas de transmisión zonal, se identifica una alta cargabilidad en 3 instalaciones a partir del 2026 con solución en la Propuesta de Expansión 2019 del Coordinador, y 7 instalaciones con sobrecargas ante contingencias que afectan a un grupo de subestaciones de alta densidad de demanda y clientes.
- En el horizonte 2022 – 2041, se observa que el sistema nacional de esta zona, en general, cuenta con holgura en las instalaciones, a excepción de la línea 2x220 kV Rapel – alto Melipilla, en donde se identifica congestiones que se agravan en el año 2029, luego de totalizar la salida de las centrales a carbón en Ventanas, en coherencia al tren de descarbonización utilizado en el escenario B, del plan de obras de generación utilizado en este diagnóstico.

Zona Región Metropolitana

- En el período 2022 a 2027 se detecta una alta cargabilidad en 2 transformadores AT/MT sin soluciones identificadas, en 35 transformadores con soluciones por obras decretadas, 6 transformadores resueltos a través de resoluciones de obras de transmisión urgentes y en 14 con soluciones por obras contenidas en la Propuesta de Expansión 2019 y 2021 del Coordinador. También se identifica una alta cargabilidad en 7 transformadores AT/AT existiendo solución decretada solo para uno de ellos.
- Respecto de las líneas de transmisión zonal, se detecta una línea con alta cargabilidad sin una solución propuesta identificada, 1 línea con solución decretada, y 1 línea con solución en el Complemento de la Propuesta de Expansión 2021 del Coordinador.
- En el 2027 se identifican a lo menos 6 contingencias críticas en transformadores AT/AT y al menos 14 contingencias de líneas zonales que afectan a un grupo de subestaciones de alta densidad de demanda y clientes.
- En el horizonte 2021 – 2041, se observa que el sistema nacional de esta zona, en general, cuenta con holgura en las instalaciones y solo se observan congestiones acotadas en la línea 2x500 Lo Aguirre – Polpaico que desaparecen una vez entra en operación el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Zona Alto Jahuel - Charrúa

- En el período 2022 a 2027 se diagnostican para el sistema de transmisión zonal trece (13) transformadores AT/MT que presentan niveles de cargabilidad por sobre su capacidad nominal y veinticuatro (24) transformadores con una cargabilidad que está en el rango entre el 85 % y 99% de su capacidad nominal.

- Para el caso de los transformadores AT/AT no se detectan unidades que presenten sobrecargas al final del periodo de análisis, encontrándose solo un transformador AT/AT con cargabilidad entre el 85 % y 99%.
- Respecto a las líneas de transmisión, se identifica 7 líneas que presentan una cargabilidad mayor al 85% al final del horizonte de análisis.
- Sobre el diagnóstico del uso esperado de las instalaciones del Sistema Nacional observa una congestión en las instalaciones 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel y transformadores 500/220 kV en S/E Charrúa, debido a las inyecciones provenientes desde el sur.

Zona Charrúa - Chiloé

- En el período 2022 a 2027 se observan cuatro (4) transformadores AT/MT que presentan niveles de cargabilidad por sobre el 85%, debido al crecimiento de la demanda eléctrica. Sin embargo, solo uno (1) no cuenta con una solución operacional o una obra de expansión propuesta por el Coordinador.
- Sobre los transformadores AT/AT no se observan cargabilidades por sobre el 85% en el horizonte de análisis.
- En relación con las líneas de transmisión zonales, se observa que las instalaciones 1x66 kV La Unión – Los Tambores y 2x66 kV Lastarria – Loncoche, presentan cargabilidades por sobre el 85% de su capacidad.
- Se identifica congestiones en el periodo de análisis en el tramo comprendido entre las subestaciones Cautín y Ciruelos, las cuales limitan las transferencias hacia el norte en episodios de alta generación en la zona sur, incluso cuando entra en servicio la futura línea 2x500 kV Río Malleco – Ciruelos (energizada en 220 kV) se observa que existe una probabilidad de congestión del orden de un 20%.

2 INTRODUCCIÓN

El presente informe se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión del año 2022 definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, en particular respecto a la Propuesta de Expansión que el Coordinador debe remitir a la Comisión Nacional de Energía, en adelante Comisión o CNE, durante los primeros quince días de cada año. Asimismo, mediante el presente informe se cumple con lo establecido en el segundo inciso del artículo 106° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en adelante el Reglamento, en relación con la elaboración y publicación de los informes de proyección de oferta y demanda, así como un informe de diagnóstico de los Sistemas de Transmisión.

El objetivo de este informe es poner a disposición de las empresas coordinadas, desarrolladores de proyectos, consultores, *stakeholders* y público en general, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema de transmisión eléctrico en el período 2022-2041, con la finalidad de recibir sus comentarios y observaciones, como etapa previa a la propuesta de proyectos de expansión de transmisión que el Coordinador debe presentar a la CNE.

Con el objetivo de determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, el estudio considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores. Por el lado de la previsión de la oferta, se elaboraron cinco escenarios, a partir de los datos del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo periodo 2023-2027 (PELP) liderado por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante métodos de co-optimización, dando cuenta de la reserva de corto plazo para el control de frecuencia y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión, coherentes con el crecimiento de la generación y consumo.

Con la modelación del sistema eléctrico y los escenarios de expansión, se obtienen los despachos que minimizan los costos de operación y falla del sistema en el horizonte de planificación, bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación. En la presente versión se actualiza el tratamiento hidrológico empleado en la co-optimización, de tal forma que se reflejen los efectos del cambio climático. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la elaboración de estudios eléctricos y para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, verificando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

El diagnóstico de las instalaciones de transmisión zonal utiliza una metodología que busca revisar la suficiencia de estas, a partir de una proyección de demanda que incorpora encuestas a las empresas de distribución y la condición de temperatura ambiente en las zonas analizadas. Las variables anteriores, permiten verificar el nivel de cargabilidad de los transformadores AT/MT y posteriormente, a partir de los perfiles de demanda máxima coincidentes, proceder a determinar la cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión. Se identifican las zonas en que existan perfiles de tensión fuera de los rangos permitidos en la NTSyCS, y que por consiguiente

puedan comprometer la seguridad y calidad de servicio. Finalmente, se realiza las contingencias de líneas y transformadores AT/AT, analizando el impacto de estas en el sistema.

El presente informe se encuentra dividido en cinco capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

- Resumen Ejecutivo: Corresponde al Resumen con los resultados principales del Diagnóstico.
- Introducción: Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido del diagnóstico.
- Consideraciones generales y supuestos: En este capítulo se sintetizan los resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II de este documento.

En relación con la demanda, se presenta la previsión del consumo para los siguientes veinte años, la cual se realiza combinando un método *top-down* con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante *bottom-up*, a través la realización de encuestas a grandes clientes libres.

Acorde a la generación, se entrega la información que permite caracterizar los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contemplan el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027 (PELP), llevado a cabo por el Ministerio de Energía, aplicando herramientas de co-optimización, que dan cuenta de las restricciones sobre los requerimientos de control de frecuencia y seguimiento de la demanda que presenta el sistema en el horizonte de estudio (20 años), así como los requerimientos estructurales generales y eficientes de transmisión que implican grandes bloques de nueva generación en dicho horizonte.

- Metodología de desarrollo del estudio: Este capítulo está orientado a describir el proceso de la planificación de expansión la red de transmisión, dado que el diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional constituye una de las etapas de este proceso.
- Diagnóstico: En este capítulo se presentan y analizan los principales resultados del diagnóstico de los sistemas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional segmentado en 6 zonas geográficas:
 - Sistema Zona Arica – Diego de Almagro.
 - Sistema Zona Diego de Almagro – Quillota.
 - Sistema Zona Quinta Región.
 - Sistema Zona Región Metropolitana.
 - Sistema Zona Alto Jahuel – Charrúa.
 - Sistema Zona Charrúa – Chiloé.

La presentación de los resultados del diagnóstico se realiza; primero, entregando una caracterización de las instalaciones que la componen; segundo, presentando los principales antecedentes utilizados para el diagnóstico; tercero, resumiendo los principales resultados de la utilización estimada de los distintos tramos del Sistema de Transmisión Nacional; cuarto, analizando los resultados del diagnóstico de los transformadores AT/MT; quinto, analizando los resultados del diagnóstico para los transformadores AT/AT; sexto, analizando los resultados del diagnóstico para las líneas de transmisión zonal; séptimo: analizando el impacto de las contingencias de líneas y transformadores en el abastecimiento de la demanda y; octavo, finalizando con la presentación de problemáticas actuales de operación que existen en cada zona.

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

3.1 OFERTA

De conformidad con el artículo 87° de la Ley, el proceso de Planificación de la Transmisión debe considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía, utilizando en este proceso los supuestos más relevantes para la elaboración de los planes de obras de generación de largo plazo, tales como los costos de inversión, los potenciales de generación por zona, y los supuestos para conformación de escenarios energéticos de largo plazo; sin embargo, con la finalidad de dar cumplimiento a los criterios de planificación contenidos en el mismo artículo, y a los desafíos operativos impuestos por la inserción de ERV, es necesario realizar la optimización de los planes de obra considerando la propuesta metodológica presentada en el Informe Proyección de Oferta Eléctrica: Escenarios de Generación para la Planificación de la Red de Transmisión, disponible en el sitio web del Coordinador¹. Sin perjuicio de la metodología utilizada, desde el proceso de expansión anterior se ha realizado una modificación que permite disminuir el espacio de aplicación de criterio para la obtención del resultado final y que dice relación con dos modelos secuenciales, en lugar de dos modelos paralelos, como son el modelo LT1 y LT2 explicados en la referencia anteriormente presentada.

De este modo, el procedimiento que ha llevado a cabo el Coordinador es el mostrado en la figura 3-1.

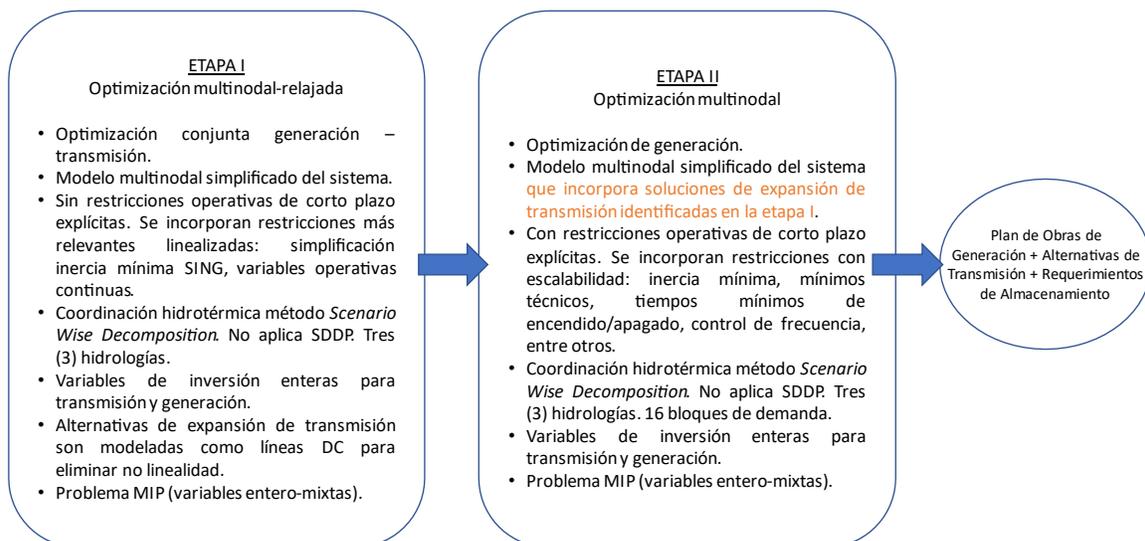


Figura 3-1. Procedimiento de Obtención de Planes de Obra – Departamento de Prospectiva.

¹ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-de-expansion-de-transmision-del-sen-2020/propuesta-2020/anexos-propuesta-2020/>

Al considerar el flujo de trabajo mostrado en la figura 3-1, las principales fuentes de información relevantes para cada subetapa son las siguientes:

- Proyección de demanda 2021-2041, obtenida mediante un modelo econométrico desarrollado por el Coordinador.
- Proyección de combustibles, la cual corresponde en sus primeros dos años a la proyección determinada por el Coordinador y, para el resto del horizonte, es concordante con lo incorporado en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Julio 2021, emitido por la Comisión Nacional de Energía.
- Proyección de costos de inversión para las tecnologías de generación, suministrada por el Ministerio de Energía en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027.
- Información de centrales, instalaciones de transmisión y consumos, provista por el Coordinador Eléctrico Nacional, a partir del sitio de INFOTECNICA.

En orden de facilitar el entendimiento de resultados, se hace mención específica de los datos de entrada de demanda, la cual es detallada en la sección 3.2 de este documento, y los costos de inversión para las tecnologías de generación, detallada a continuación.

3.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

En general, para la obtención de los planes de obras en el marco de la Propuesta de Expansión 2022, el Coordinador toma como antecedente la información suministrada por el Ministerio de Energía, la cual se detalla en el Informe de la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027.

En la figura 3-2, se presentan las variaciones más significativas dentro de un set de tecnologías reflejadas en la modelación, entregando para cada tecnología una proyección alta, media y baja. De modo general, todas las tecnologías presentan valores de inversión a la baja conforme avanza el horizonte.

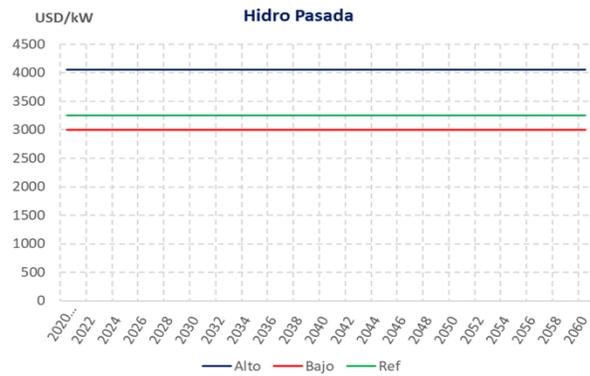
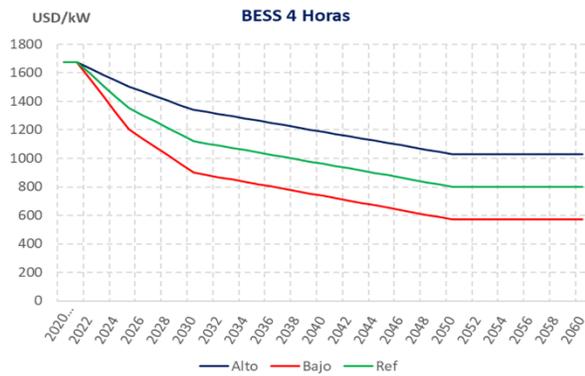
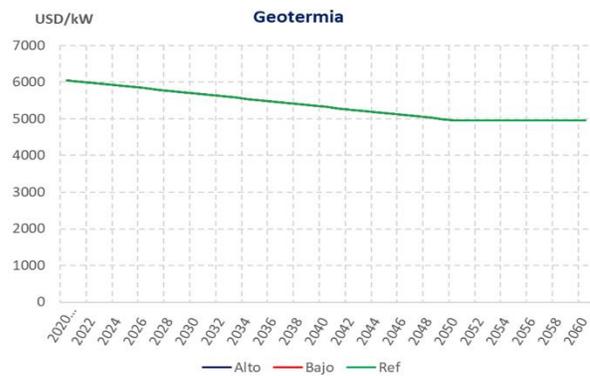
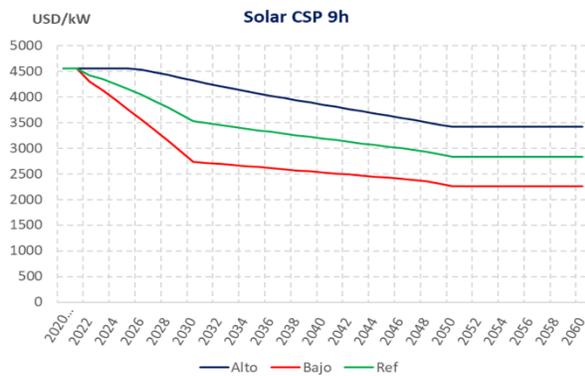
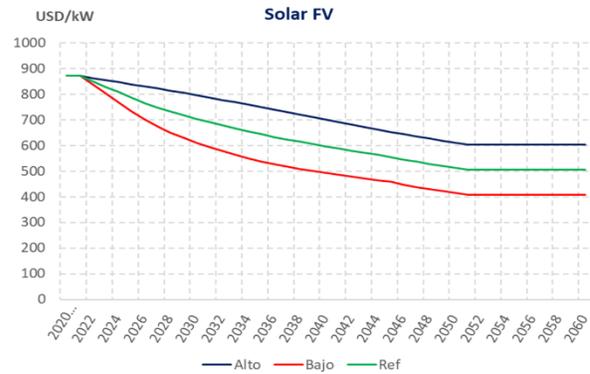
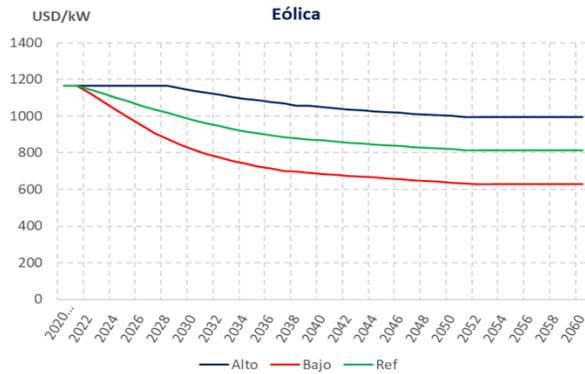


Figura 3-2. Proyección de Costos de Inversión para Tecnologías más Relevantes.

3.1.2 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar un árbol de escenarios de generación que propenda a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador ha definido los siguientes escenarios a analizar.

Caso A: Referencial en costos + Descarbonización 2035. Demanda Referencial.

Caso B: Referencial en costos + Descarbonización Acelerada 2030. Demanda Referencial.

Caso C: Costos Altos Eólico, Costos bajos Solar FV y Baterías + Descarbonización 2030. Demanda Alta.

Caso D: Costos Altos Eólico, Costos Bajos Solar FV, Solar CSP y Baterías + Descarbonización 2035. Demanda Alta.

Caso E: Costos Altos para todas las tecnologías, salvo Solar FV (Referencial) + Descarbonización 2030. Demanda Alta

Los distintos casos, se sintetizan en la Tabla 3-1.

Es importante mencionar que uno de los elementos diferenciadores de los planes de obras estudiados, es el tren de salida de las centrales a carbón, los cuales cuentan con un inicio equivalente, determinado a partir de aquellas empresas que han acordado la salida de sus centrales, en el marco del programa Energía Zero del Ministerio de Energía. En particular, en el escenario 2035, las centrales restantes son retiradas de la operación del sistema acorde a su vida útil. En el escenario acelerado 2030, se ha procurado seguir el mismo orden de salida, pero realizando ajustes para mantener coherencia con la consigna del parque sin carbón al año 2030.

Tabla 3-1. Escenarios Configurados para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2022.

Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022						
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D	ESC E
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón y reconversión unidades Engie 2019-2025		SI	SI	SI	SI	SI
Descarbonización		PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021
Año descarbonización total PELP 2021		2035	2030	2030	2035	2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2021	CSP	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Alto
	Solar	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	Alto	Alto	Alto
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
Costos de inversión sistemas de almacenamiento PELP 2021	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
	Baterías	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Alto
Costos de inversión sistemas de almacenamiento PELP 2021	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo hidráulico	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
Reconversión Unidades a Carbón		Bat Carnot (x2) Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2)	Bat Carnot (x2)
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL
Costo de combustible GNL		Referencial CEN	Referencial CEN	Alto CEN	Alto CEN	Alto CEN
Estadística hidrológica		Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años
Demanda Energética		Base CEN	Base CEN	Alta CEN	Alta CEN	Alta CEN

3.1.3 RESULTADOS

3.1.3.1 Escenario A

El plan de generación A, es el descrito en conformidad con la Tabla 3-2 y la Figura 3-3. En adición a la matriz de generación ya en operación, totaliza una potencia 43.865 MW al año 2041.

Tabla 3-2. Potencia Adicional, Escenario A.

AÑO	BESS	EÓLICA	GNL	SOLAR CSP	SOLAR FV
2021	0	0	0	0	9
2022	0	256	0	0	376
2023	0	256	0	0	609
2024	0	376	0	0	809
2025	0	426	0	0	809
2026	0	426	360	0	809
2027	0	426	360	0	809
2028	0	1.126	360	0	809
2029	0	2.376	360	0	809
2030	0	3.326	360	0	809
2031	0	3.426	360	0	809
2032	0	4.526	360	0	809
2033	0	4.876	360	0	809
2034	200	6.376	360	0	809
2035	200	8.026	360	0	809
2036	200	8.026	360	0	809
2037	200	9.357	360	300	809
2038	200	9.357	360	300	809
2039	200	9.357	360	300	809
2040	200	9.457	360	500	809
2041	400	9.507	360	600	809

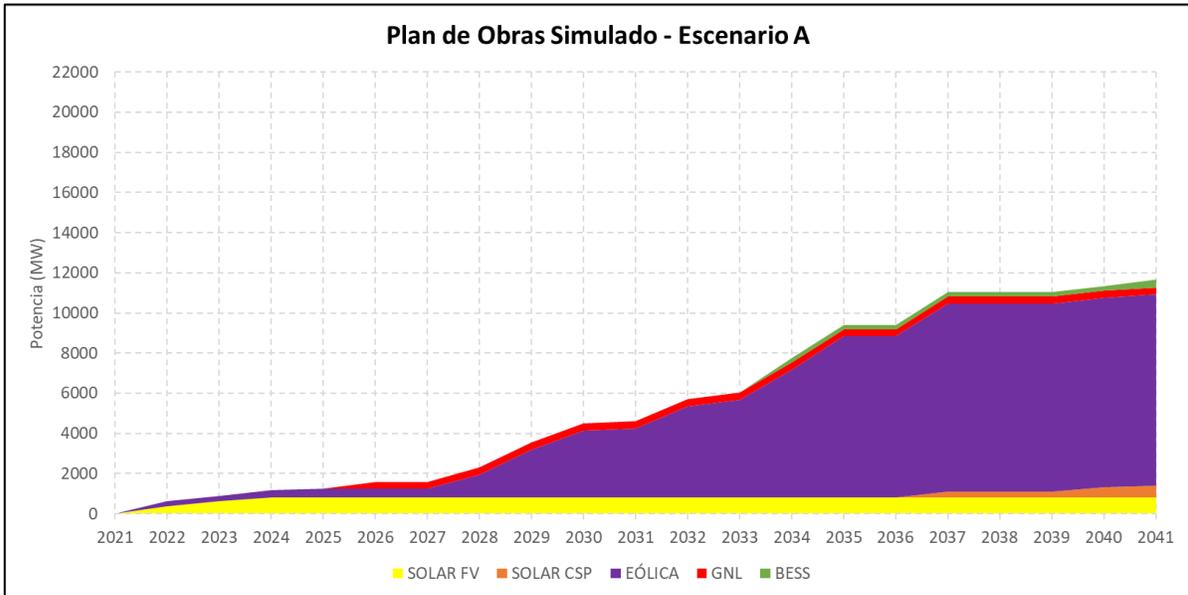


Figura 3-3. Potencia Adicional, Escenario A.

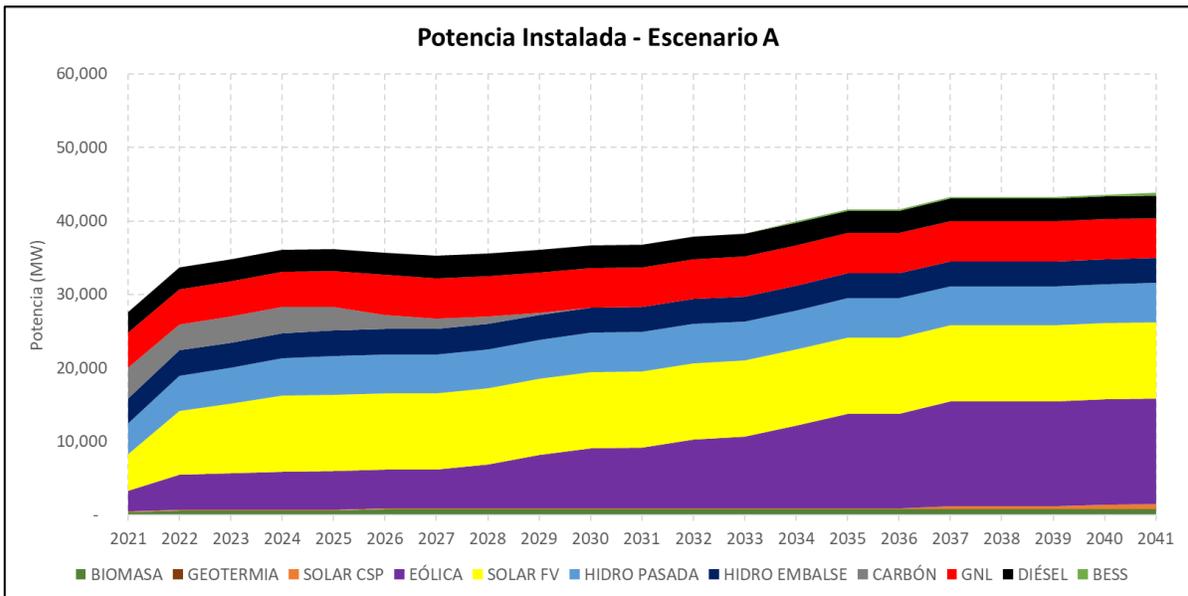


Figura 3-4. Matriz de Generación, Escenario A.

3.1.3.2 Escenario B

El plan de generación B, es el descrito en conformidad con la Tabla 3-3 y la Figura 3-5. En adición a la matriz de generación ya en operación, totaliza una potencia 49.416 MW al año 2041.

Tabla 3-3. Potencia Adicional, Escenario B.

AÑO	BESS	EÓLICA	GNL	SOLAR CSP	SOLAR FV
2021	0	0	0	0	9
2022	100	256	0	0	376
2023	100	256	0	0	609
2024	100	376	0	0	809
2025	100	407	0	0	809
2026	100	407	360	0	809
2027	100	857	360	0	809
2028	100	2.607	360	0	809
2029	200	3.807	360	0	809
2030	200	5.357	360	0	809
2031	200	5.807	360	0	809
2032	200	6.307	360	0	809
2033	200	6.507	360	100	809
2034	200	7.607	360	100	809
2035	300	8.907	360	200	809
2036	300	8.908	360	200	809
2037	400	10.407	360	200	809
2038	400	10.407	360	200	809
2039	400	10.407	360	200	809
2040	800	10.607	360	200	859
2041	800	10.607	360	400	1.059

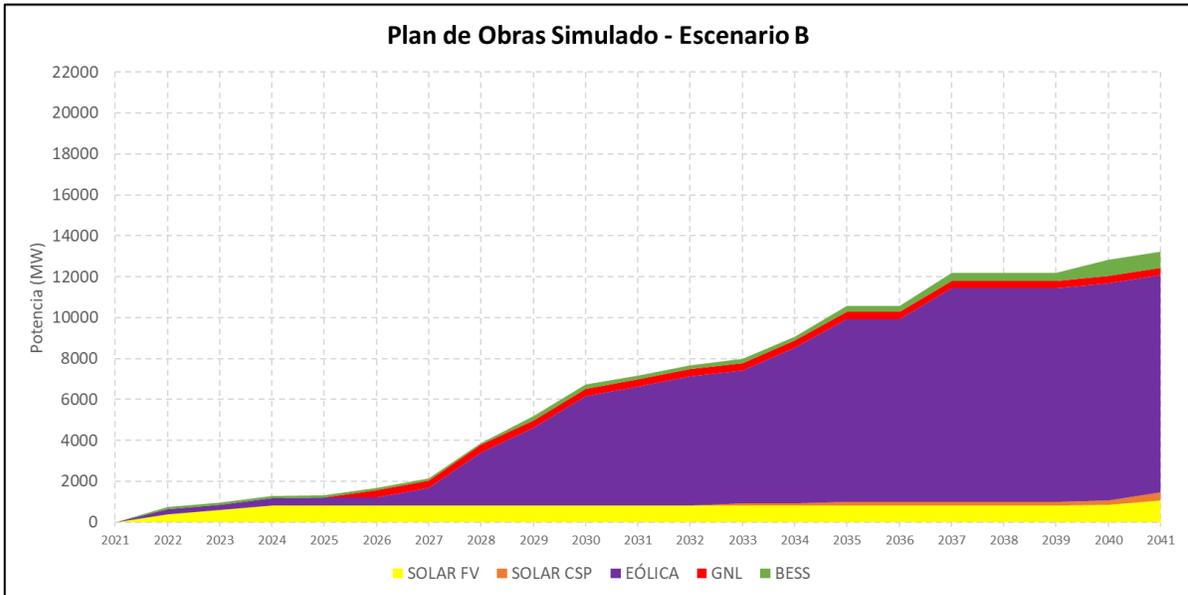


Figura 3-5. Potencia Adicional, Escenario B.

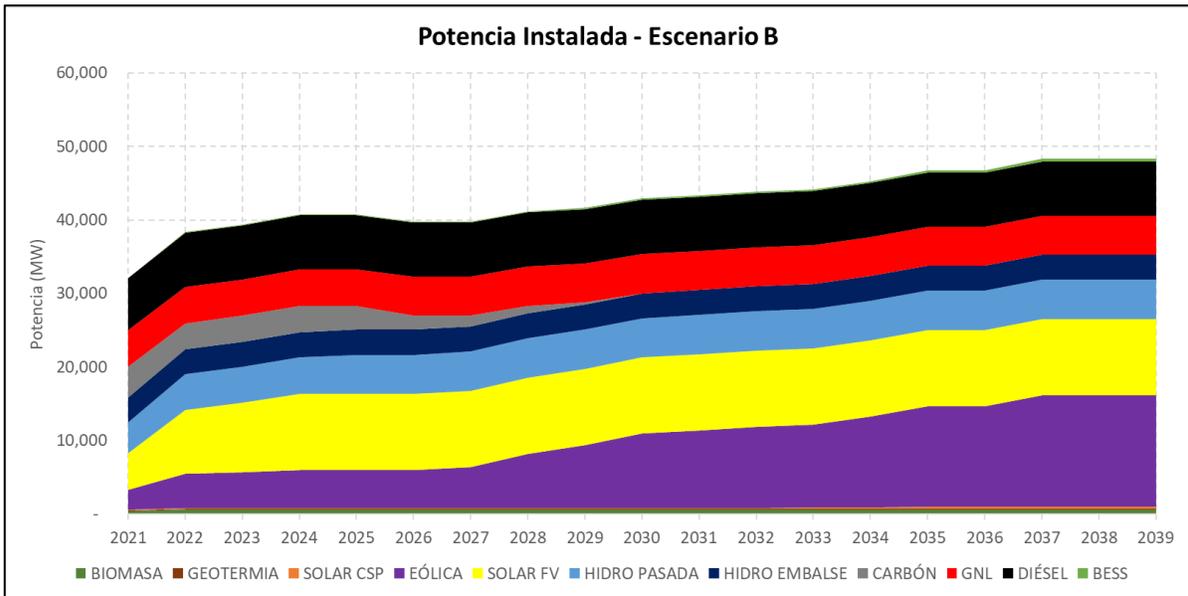


Figura 3-6. Matriz de Generación, Escenario B.

3.1.3.3 Escenario C

El plan de generación C, es el descrito en conformidad con la Tabla 3-4 y la Figura 3-7. En adición a la matriz de generación ya en operación, totaliza una potencia 53.632 MW al año 2041.

Tabla 3-4. Potencia Adicional, Escenario C.

AÑO	BESS	EÓLICA	GNL	SOLAR CSP	SOLAR FV
2021	0	0	0	0	9
2022	112	256	0	0	376
2023	112	356	0	0	609
2024	112	476	0	0	809
2025	112	757	0	0	809
2026	212	1.757	0	0	809
2027	212	2.207	360	0	809
2028	412	4.307	360	700	959
2029	712	5.057	360	900	1.559
2030	1.012	6.257	360	1.150	2.559
2031	1.012	7.057	360	1.150	3.209
2032	1.112	8.007	360	1.150	3.209
2033	1.112	8.007	360	1.250	3.609
2034	1.312	8.857	360	1.550	3.759
2035	1.712	9.407	360	1.650	4.259
2036	1.712	9.407	360	1.650	4.259
2037	1.712	10.807	360	2.260	4.409
2038	1.712	10.807	360	2.260	4.559
2039	1.712	10.807	360	2.260	4.859
2040	1.712	10.807	360	2.755	5.509
2041	1.712	11.057	360	2.755	5.559

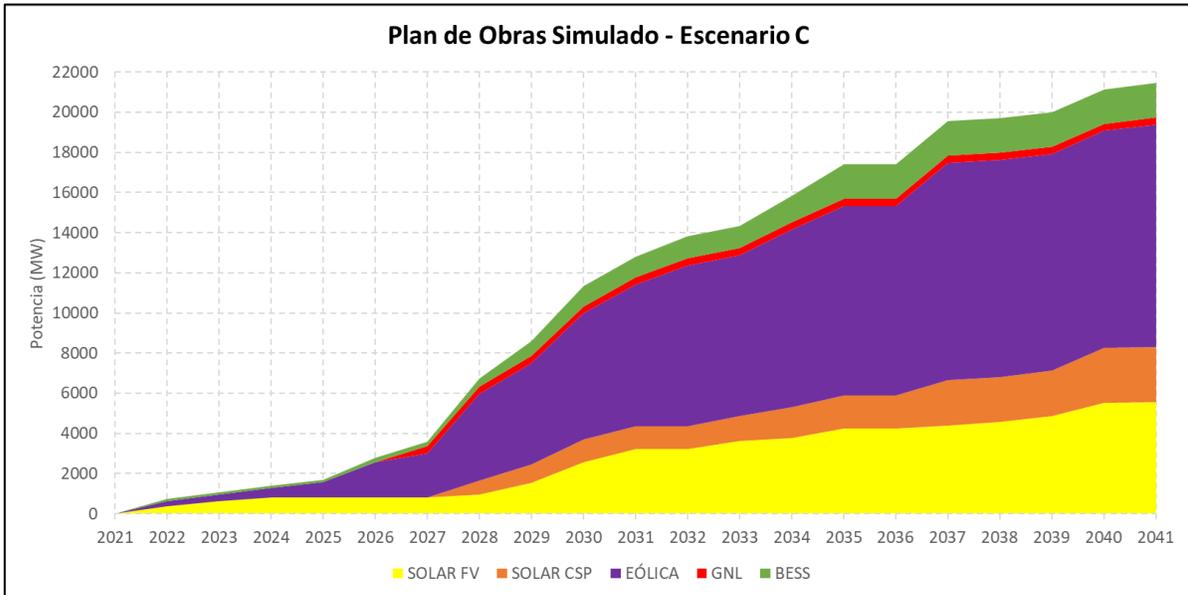


Figura 3-7. Potencia Adicional, Escenario C.

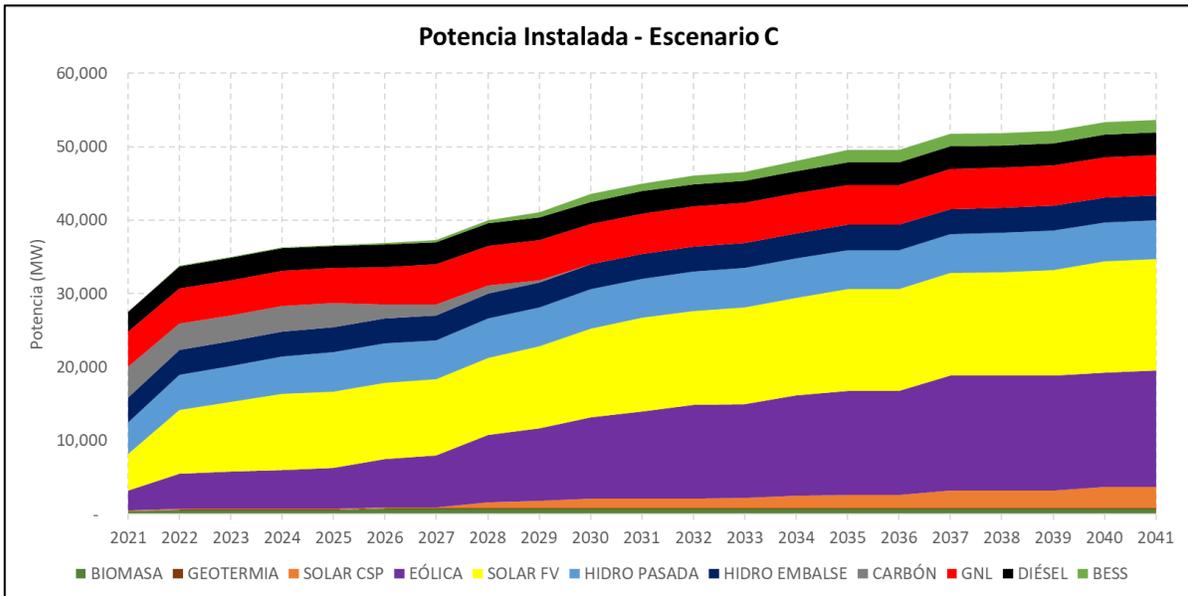


Figura 3-8. Matriz de Generación, Escenario C.

3.1.3.4 Escenario D

El plan de generación D, es el descrito en conformidad con la Tabla 3-5 y la Figura 3-9. En adición a la matriz de generación ya en operación, totaliza una potencia 50.557 MW al año 2041.

Tabla 3-5. Potencia Adicional, Escenario D.

AÑO	BESS	EÓLICA	SOLAR CSP	SOLAR FV
2021	0	0	0	9
2022	112	256	0	376
2023	112	306	0	609
2024	112	426	0	809
2025	112	576	0	809
2026	212	876	0	809
2027	212	1.126	0	809
2028	512	2.226	1.195	1.059
2029	512	3.376	1.510	1.259
2030	512	3.576	2.250	2.509
2031	512	3.676	2.550	3.759
2032	712	3.876	2.950	3.759
2033	712	3.876	3.060	4.159
2034	712	4.226	3.560	4.459
2035	912	5.057	3.760	4.609
2036	912	5.057	3.760	4.609
2037	912	6.207	4.760	4.709
2038	912	6.207	4.760	4.859
2039	912	6.207	4.760	5.209
2040	912	6.207	5.240	5.709
2041	912	6.407	5.240	5.809

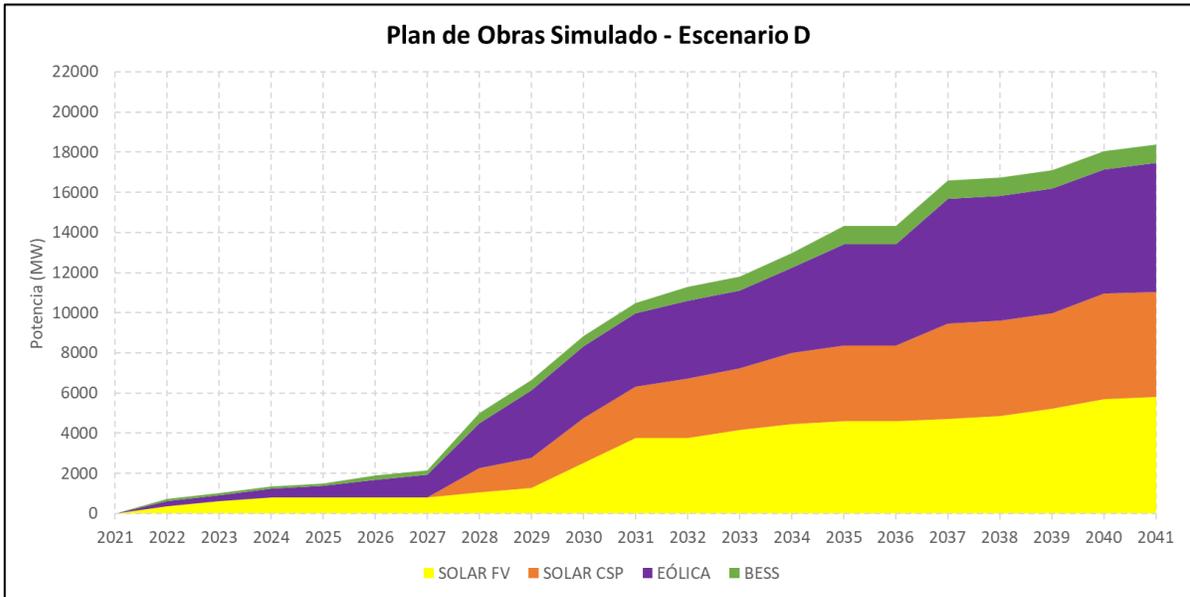


Figura 3-9. Potencia Adicional, Escenario D.

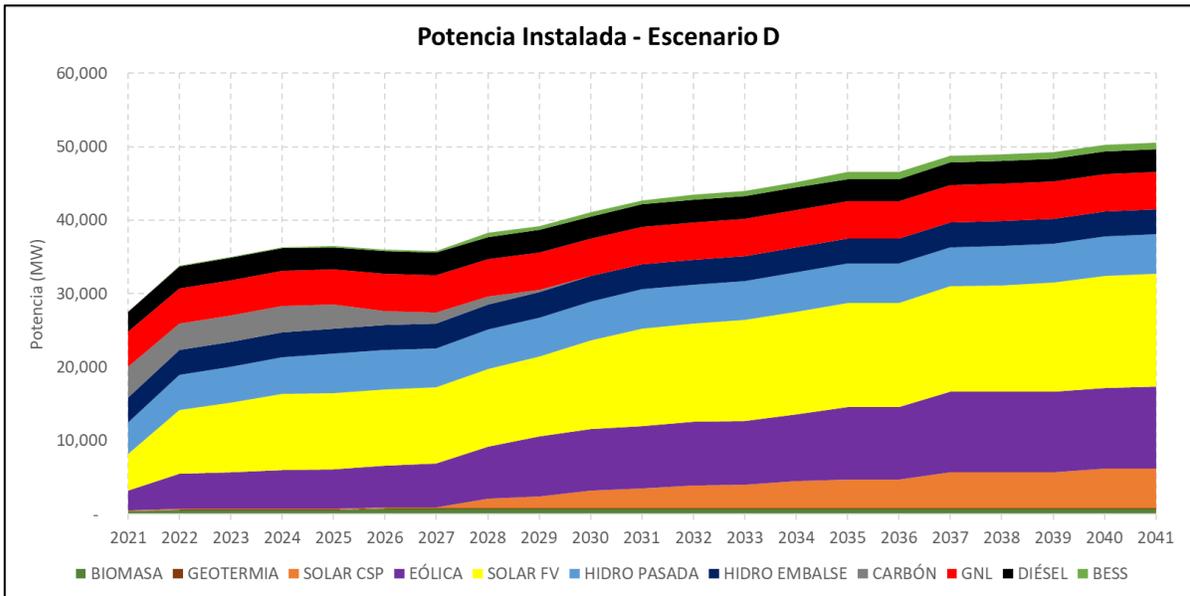


Figura 3-10. Matriz de Generación, Escenario D.

3.1.3.5 Escenario E

El plan de generación E, es el descrito en conformidad con la Tabla 3-6 y la Figura 3-11. En adición a la matriz de generación ya en operación, totaliza una potencia 49.612 MW al año 2041.

Tabla 3-6. Potencia Adicional, Escenario E.

AÑO	BESS	EÓLICA	GEOTERMIA	SOLAR CSP	SOLAR FV
2021	0	0	0	0	9
2022	112	256	0	0	376
2023	112	256	0	0	609
2024	112	376	0	0	809
2025	112	1.176	0	0	809
2026	112	2.226	0	0	809
2027	112	2.626	0	0	809
2028	412	4.476	0	600	809
2029	412	5.276	0	1.000	909
2030	412	6.757	0	1.100	1.059
2031	412	7.657	0	1.100	1.759
2032	412	8.357	0	1.100	1.759
2033	412	8.507	0	1.100	2.009
2034	412	9.807	0	1.400	2.009
2035	412	9.807	0	1.900	2.909
2036	412	9.807	0	1.900	2.909
2037	412	10.707	0	1.995	2.909
2038	412	11.007	0	2.295	2.909
2039	412	11.007	0	2.295	2.959
2040	412	11.007	50	2.545	3.359
2041	412	11.007	50	2.545	3.409

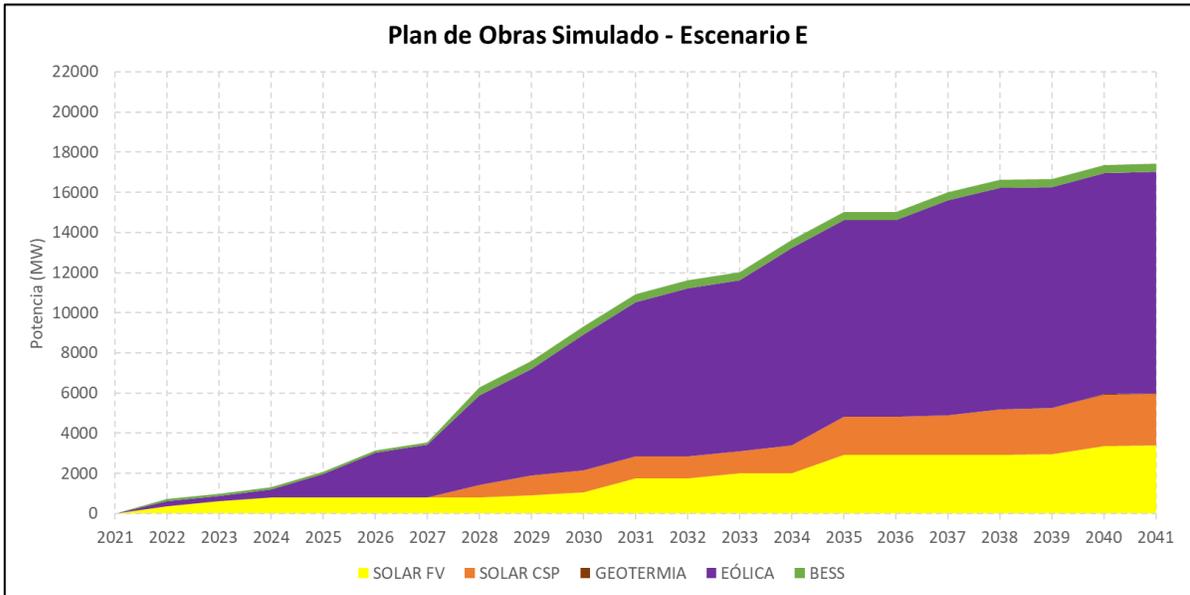


Figura 3-11. Potencia Adicional, Escenario E.

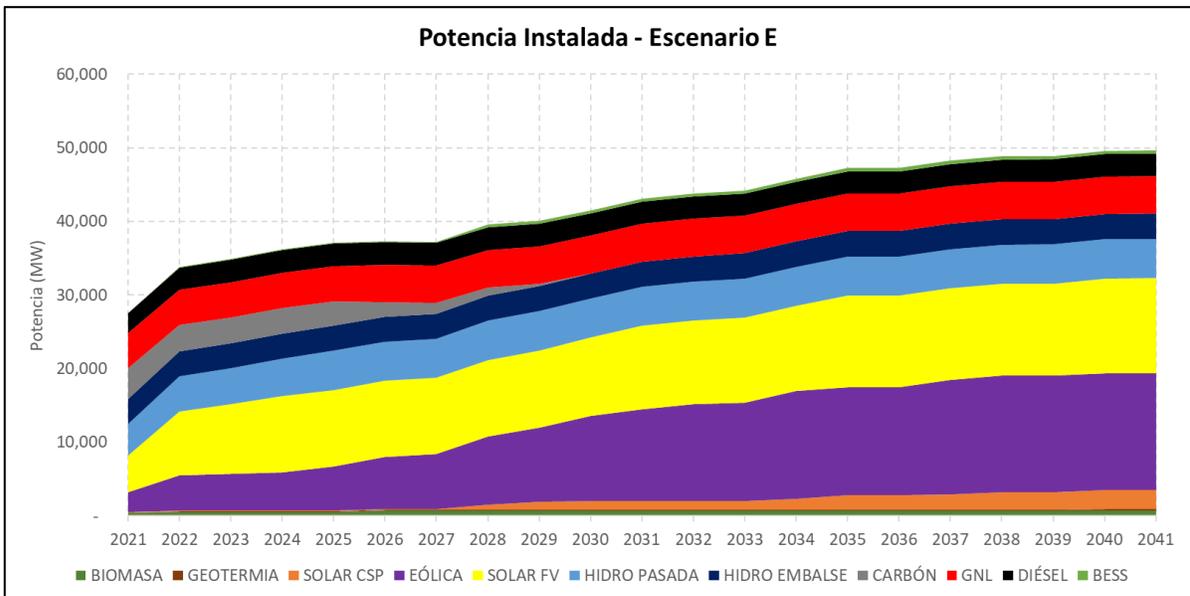


Figura 3-12. Matriz de Generación, Escenario E.

3.1.3.6 Proyectos en Etapa de Conexión

El paso final para la implementación de los Planes de Obras de Generación en el modelo PLP es la incorporación de aquellos proyectos en etapas de conexión avanzada.

La aplicación de la metodología ya presentada en los apartados precedentes del documento indica la potencia óptima para el sistema, desde un punto de vista centralizado. A su vez, establece la ubicación de los proyectos a partir de la definición de una red de transmisión reducida, que provee 21 posibles nodos; por consiguiente, cada uno de estos nodos representa un área más extensa del sistema eléctrico nacional “real”.

Teniendo lo anterior en consideración y que el Coordinador es el encargado de la gestión y autorización para la conexión de nuevos proyectos al sistema, es preciso hacer un cruce entre los registros de los próximos proyectos a conectar y la información resultante del modelo de optimización conjunta generación – transmisión, tanto para reflejar la realidad del desarrollo de nuevas centrales, como para precisar la ubicación de aquellos proyectos fruto de la optimización.

Para lo anterior, se han considerado proyectos que han realizado las siguientes etapas del proceso de Acceso Abierto y el consiguiente grado de avance en él:

1. Proyectos que se han sometido a la aplicación de la Resolución Exenta 606: Iniciativas que validan su punto de conexión asignado con antelación al 31 de diciembre del 2017, por los Centros Económicos de Despacho de Carga del Sistema del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, en el plazo asignado por la Resolución Exenta mencionada y sus modificaciones.
2. Proyectos que ingresaron una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible: Iniciativas de generación que han solicitado conexión en una instalación de transmisión dedicada. En el caso de esta categoría, han sido considerados aquellos proyectos que cuentan con la aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional y están en vías de declararse en construcción.
3. Proyectos que ingresan una Solicitud de Autorización de Conexión: Iniciativas de generación que solicitan conexión en una instalación de transmisión de servicio público. En el caso de esta categoría, han sido considerados aquellos proyectos que cuentan con la aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, y que por consiguiente cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.

La Tabla 3-7 presenta los proyectos incorporados, luego del análisis precedente, y que por consiguiente reemplazan parte de la potencia que es sugerida por el modelo de optimización conjunta generación – transmisión. Finalmente se procede a reemplazar los proyectos genéricos obtenidos vía optimización conjunta por aquellos en el proceso de Acceso Abierto. Este reemplazo busca respetar la tecnología, el año de ingreso y la ubicación relativa.

Tabla 3-7. Proyectos incorporados en los análisis del modelo PLP.

NUP	Nombre	Tipo Proyecto	Cap [MW]	Fecha estimada inter. CEN	Fecha estimada inter. CNE	Instalación
399	Elena	Solar	500	jul-22	-	S/E Kimal 220 kV
399	PF Elena (Etapa I)	Solar	270	-	dic-22	S/E Kimal 220 kV
399	PF Elena (Etapa I)	Solar	230	-	-	S/E Kimal 220 kV
574	PE Trigales	Eólica	154	nov-22	-	S/E Río Malleco 220 kV
721	PE Ancud	Eólica	120	may-24	-	S/E Nueva Ancud 220 kV
993	PE Cardonal	Eólica	30	jun-22	-	S/E Quelentaro 110 kV
993	PE Manantiales	Eólica	24.15	jul-22	-	S/E Quelentaro 110 kV
993	PE Los Cerrillos	Eólica	48.3	ago-22	-	S/E Quelentaro 110 kV
1056	PE Caman (Fase I)	Eólica	145.7	dic-21	jul-22	S/E Cerros de Huichahue 220 kV
1056	PE Caman (Fase II)	Eólica	60.7	mar-24	-	S/E Cerros de Huichahue 220 kV
1233	PSF Torino	Solar	9	may-22	-	S/E Teno 13,2 kV
1230	PF Gabriela	Solar	220	dic-22	-	1x220 kV El Cobre - Gaby
1213	Nuevo Futuro	Solar	144	dic-23	-	S/E Pajonales 220 kV
1428	PF Combarbalá	Solar	9	dic-21	-	S/E Central Combarbalá 23 kV
1431	North West	Solar	9	sep-22	-	S/E Pajonales 23 kV
1235	Campos del Sol II	Solar	438.35	sep-22	-	S/E Illapa 220 kV
1235	Campos del Sol II	Solar	369.6	-	mar-22	S/E Illapa 220 kV
1235	Campos del Sol II (remanente)	Solar	68.75	-	-	S/E Illapa 220 kV
1892	PF Pedro de Valdivia	Solar	102	dic-22	-	Línea 1x220 kV Chacaya - Crucero
1822	PFV Castilla	Solar	2.8	ago-21	nov-21	S/E Castilla 23 kV
1966	PS Libélula	Solar	199.2	ago-24	-	S/E El Manzano 220 kV
1988	PF El Manzano	Solar	89.44	feb-23	-	S/E El Manzano 220 kV

NUP	Nombre	Tipo Proyecto	Cap [MW]	Fecha estimada inter. CEN	Fecha estimada inter. CNE	Instalación
2227	PS Peumo	Solar	9	mar-22	-	Línea 1x66 kV El Pinar - TCBB
2228	PS Raulí	Solar	9	mar-22	-	Línea 1x66 kV El Pinar - TCBB
2226	PS Guindo Santo	Solar	9	mar-22	-	Línea 1x66 kV El Pinar - TCBB
2225	PS Ciprés	Solar	9	mar-22	-	Línea 1x66 kV El Pinar - TCBB
2295	PMG Peñón Solar	Solar	9	mar-22	-	S/E Central Las Piedras 23 kV
2280	PMG Copihue	Solar	9	sep-21	-	S/E Parinacota 13,8 kV
1982	Dos Valles (Aumento de potencia 9 MW)	Hidroeléctrica	4.5	dic-21	dic-21	S/E El Paso 23 kV
	Ampliación PSF Quilapilun	Solar	7.1	dic-19	ago-21	S/E Quilapilún 220 kV
	Proyecto Fotovoltaico Machicura	Solar	9	nov-20	ago-21	2x13,8 kV Colbún - Machicura
	Extension Finis Terra	Solar	126.2	abr-21	ago-21	S/E Rande 220 kV
	Extension Finis Terra (Fase II)	Solar	18	jul-21	ene-22	S/E Rande 220 kV
	Cabo Leones III (Fase II)	Eólica	110	dic-22	nov-21	Línea 2x220 kV Cabo Leones - Maitencillo C1
	Valle Escondido	Solar	105	jun-21	oct-21	S/E Seccionadora Línea del Proyecto Río Escondido
	Sol del Desierto II (aumento de potencia)	Solar	55	mar-21	-	Línea 1x220 kV Sol del Desierto - Maria Elena

3.2 DEMANDA

La previsión de demanda se realiza a través de una metodología en base al patrón histórico de la relación entre la demanda eléctrica y sus principales variables determinantes, proyectando el consumo eléctrico consistente con los patrones esperados para estos determinantes. De esta metodología se obtienen series de proyección por barra del sistema con resolución mensual para cada año del horizonte 2021 – 2041. La metodología de previsión de demanda es desarrollada con detalle en el Informe de Proyección del SEN, periodo 2021 – 2041 adjunto en el Apéndice II de este documento, el cual es resumido a continuación.

3.2.1 METODOLOGÍA DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La metodología de previsión de la demanda eléctrica se resume en la Figura 3-13, que muestra detalladamente sus tres etapas principales.

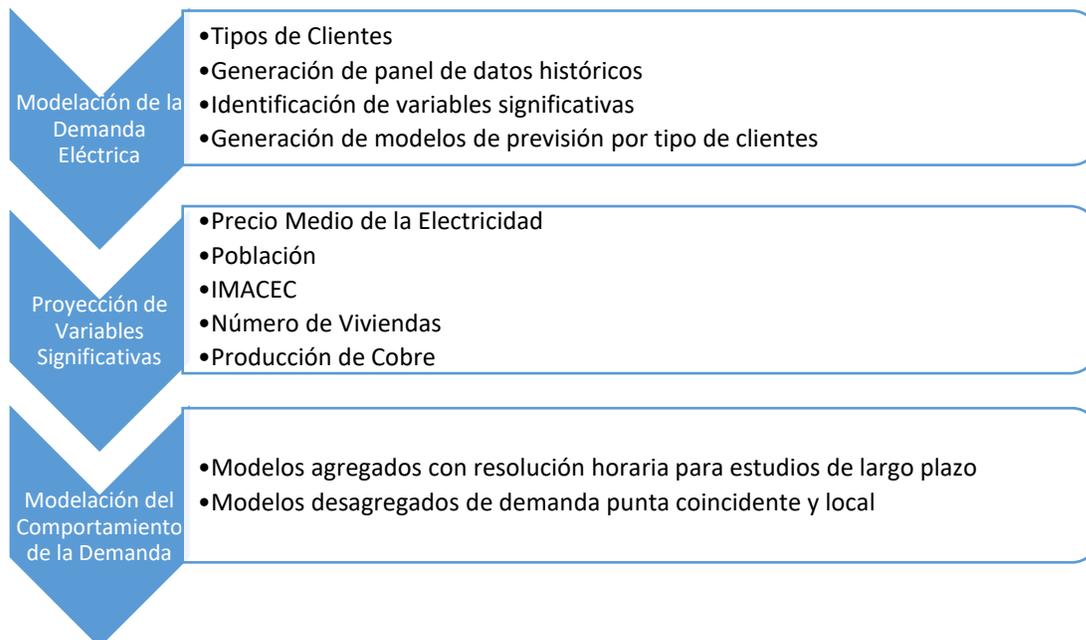


Figura 3-13. Metodología de Previsión de la Demanda Eléctrica.

3.2.1.1 Modelación de la Demanda Eléctrica

La modelación de la demanda consiste en determinar las variables explicativas del consumo eléctrico, donde se busca testear y cuantificar el efecto de los distintos potenciales determinantes de la demanda, utilizando el patrón histórico de comportamiento reflejado en los datos. Lo anterior se consigue dividiendo la demanda por los tipos de clientes indicados a continuación:

- **Cientes Regulados:** Sujetos a regulación de precios. Compuesto principalmente por consumos domiciliarios, los cuales pueden incluir fracciones de clientes del sector industrial que se encuentran sumergidos en estos datos históricos.

- **Clientes Libres Productores de Cobre:** No sujetos a regulación de precios. Compuesto por empresas mineras de la industria del cobre que son identificadas en sus respectivas barras.
- **Clientes Libres No productores de Cobre:** No sujetos a regulación de precios. Compuesto por empresas de diversos sectores productivos y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

Los datos históricos de demanda eléctrica utilizados para cada uno de estos clientes comprenden los meses entre enero 2010 y diciembre 2019, y contemplan los retiros en 555 barras pertenecientes a 198 comunas en 14 regiones.

Entre las variables significativas, se utiliza los índices de actividad económica del registro público del Banco Central, la producción de cobre por empresa minera y el precio del cobre desde las estadísticas de la Corporación Chilena del Cobre (COCHILCO), que dispone de valores anuales y mensuales desde 1960, y para la estimación del valor proyectado de la población en base a las tendencias definidas por el estudio del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), mientras que para la proyección del número de viviendas se toma como referencia la metodología MAPS del año 2013.

Además, se han realizado encuestas a clientes industriales por medio de la carta DE01683-21 enviada el 14 de abril de 2021, en la cual se solicitan las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2021 - 2042.

3.2.1.2 Proyección de Variables Significativas

La Figura 3-14 muestra la proyección del Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC). Adicionalmente, la Figura 3-15 presenta la proyección del precio de la electricidad y la Figura 3-16 la proyección demográfica, que corresponden a información pública.

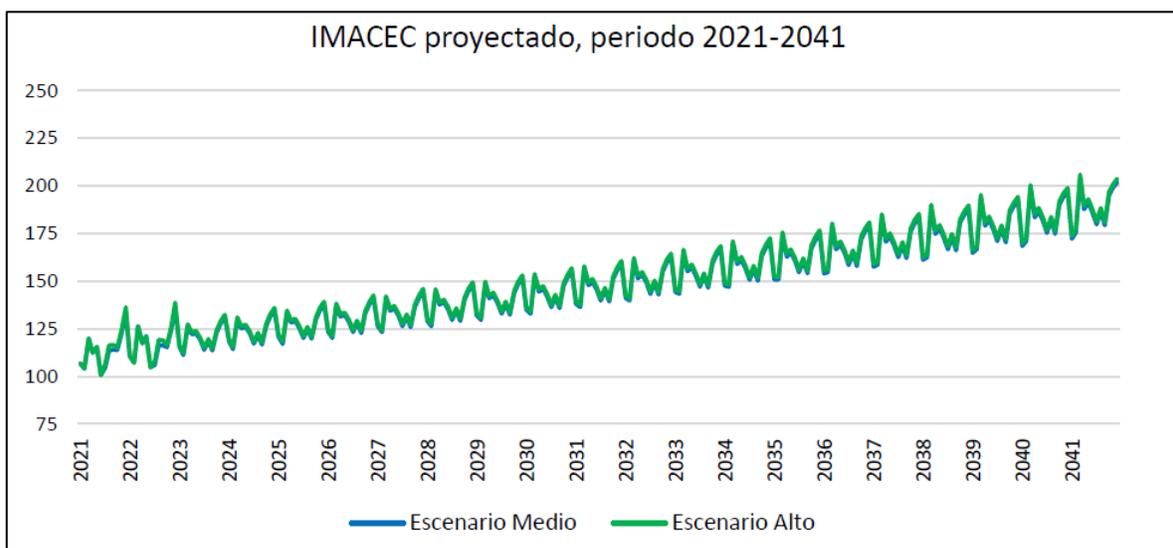


Figura 3-14. Proyección IMACEC.

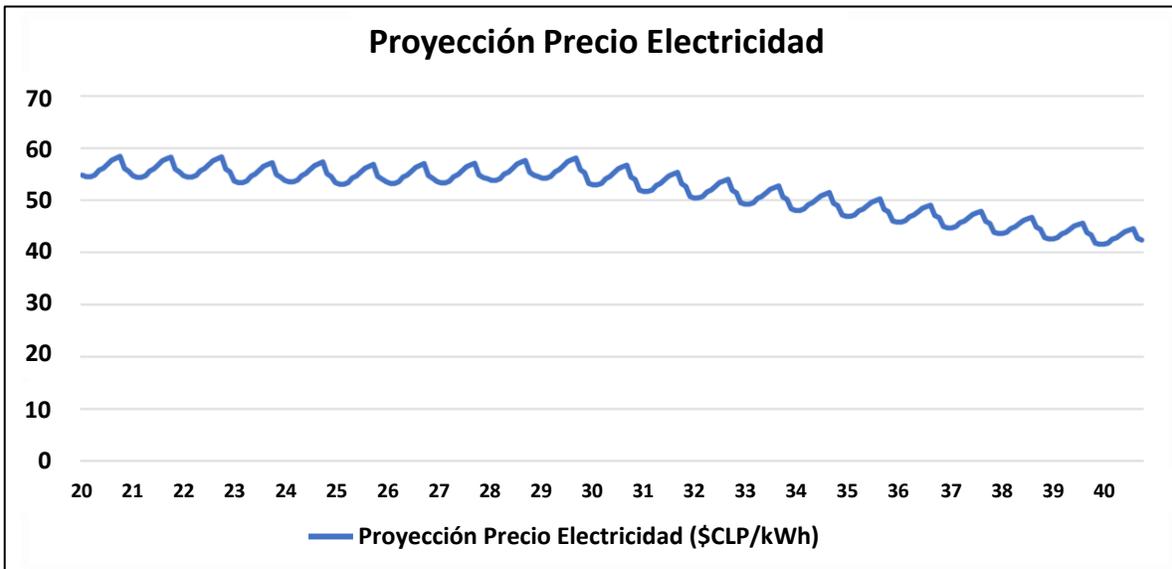


Figura 3-15: Proyección de Precio de la Electricidad.

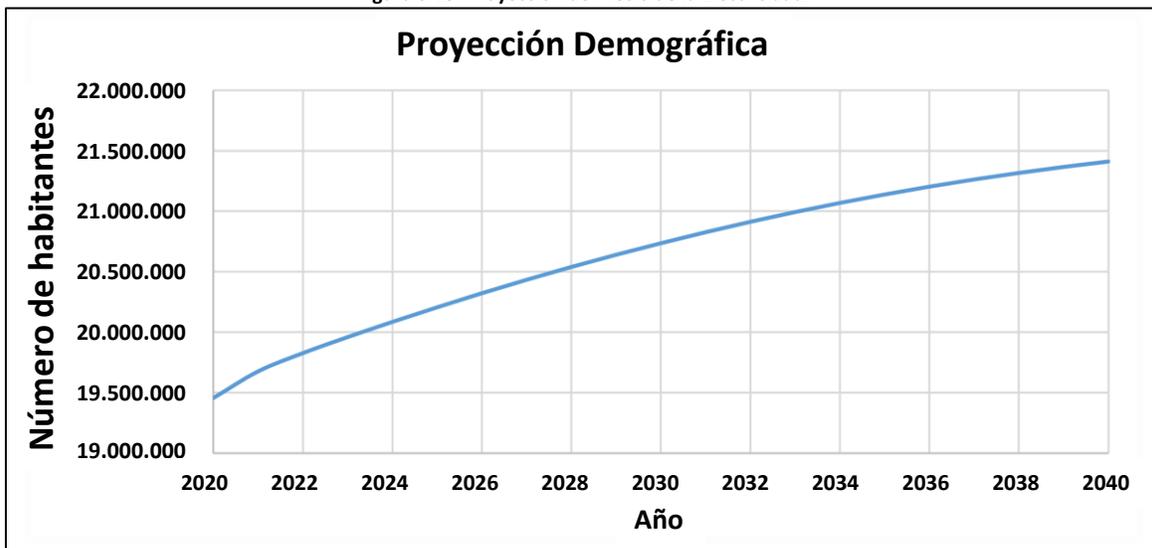


Figura 3-16. Proyección demográfica.

3.2.1.3 Modelación del Comportamiento de la Demanda

La modelación de la demanda definida por enfoques de largo y mediano plazo. Los estudios de largo plazo requieren un menor detalle en la desagregación de los consumos, pero mayor detalle en la modelación de la distribución horaria de los consumos energía y potencia en cada consumo de interés en el sistema, lo cual se realiza construyendo perfiles de demanda anuales. Por otro lado, los estudios de mediano plazo requieren mayor detalle en la desagregación de los consumos, con el fin de estimar la demanda de potencia que causa la mayor exigencia en los sistemas de transmisión en estudio, lo cual se realiza obteniendo las demandas punta locales y coincidentes. En ambos casos,

se utilizan los datos históricos del año anterior a la realización del estudio (año base), los cuales son proyectados de acuerdo con las previsiones energéticas.

3.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2021 – 2041

Los principales insumos que utiliza el Coordinador para el desarrollo de la proyección de demanda corresponden a la aplicación del modelo econométrico y encuesta anual de clientes libres y regulados, sumado a una serie de reuniones realizadas con empresas que se encuentran desarrollando grandes proyectos en diferentes regiones del país.

Con motivo de acotar la incertidumbre de la demanda futura del SEN, tanto a nivel espacial como temporal y por tanto evaluar los efectos de esta en la planificación y expansión de los Sistemas de Transmisión, se desarrollaron dos escenarios de demanda (medio y alto), los que presentan diferencias en el crecimiento de la economía (IMACEC) para el año 2021 y en el desarrollo esperado de grandes proyectos mineros. En esta oportunidad no se consideró un tercer escenario de demanda baja, puesto que con dos escenarios fue suficiente para modelar las variaciones de consumo esperadas de la industria.

Los proyectos Mineros considerados incluyen a la minería metálica y no metálica. Para esta industria y para determinados proyectos, el Coordinador solicitó el envío de escenarios alternativos de demanda, para evaluar con una mayor amplitud los efectos en los sistemas de transmisión.

A continuación, se presentan los resultados del Escenario Medio. En el Informe de Previsión de Demanda se presenta con mayor detalle ambos escenarios evaluados. En la Figura 3-17, se muestra la evolución de la distribución de demanda de energía en el periodo 2021 – 2041. De forma similar, la Figura 3-18, muestra la demanda proyectada de energía por región. Finalmente, la Figura 3-19 y la Figura 3-20 presentan respectivamente la proyección de energía para clientes libres cobre y no cobre. Las series completas de proyecciones se encuentran en el Apéndice II de este informe.

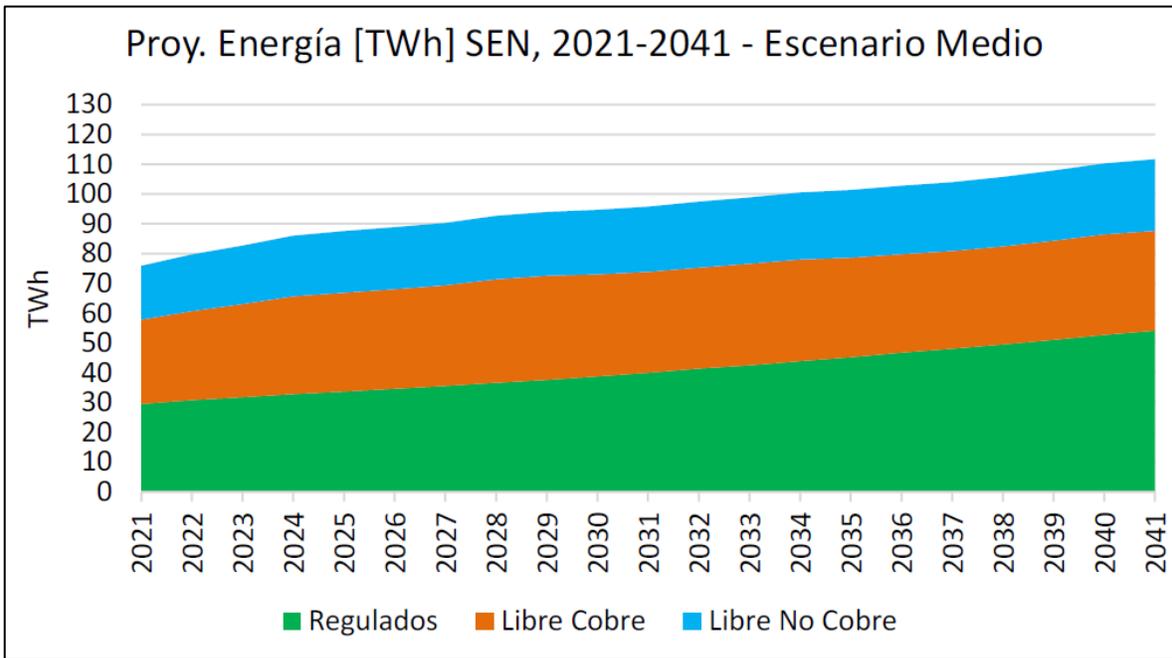


Figura 3-17. Proyección de la demanda nacional de energía 2021 – 2041.

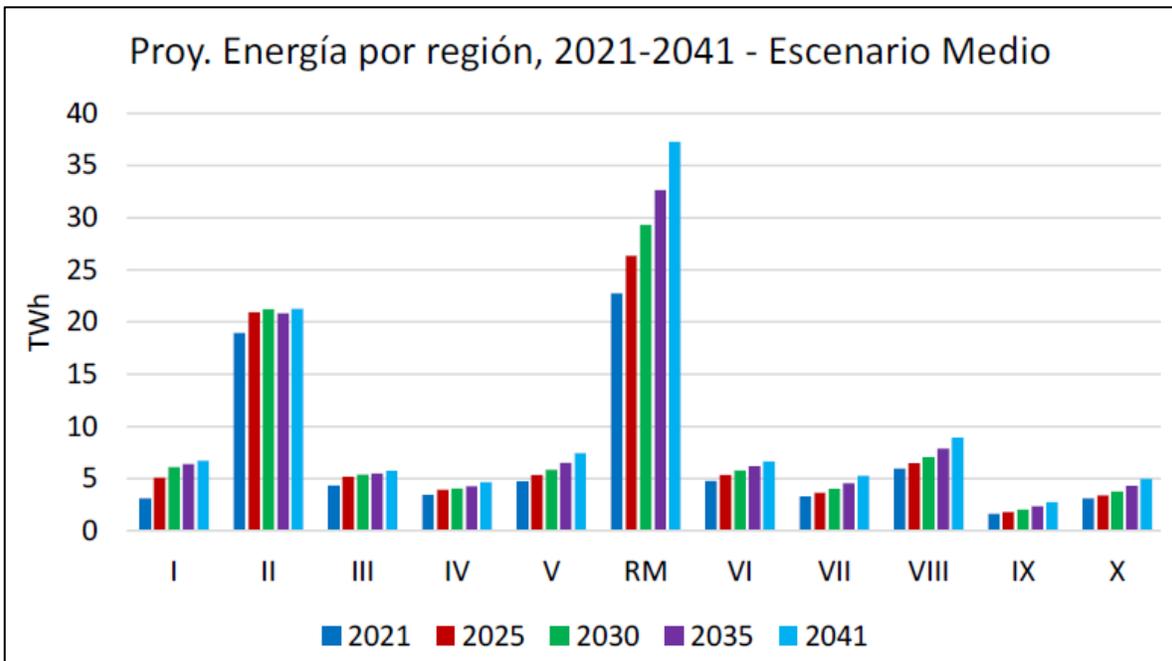


Figura 3-18. Proyección de energía del SEN por regiones, periodo 2021-2041.

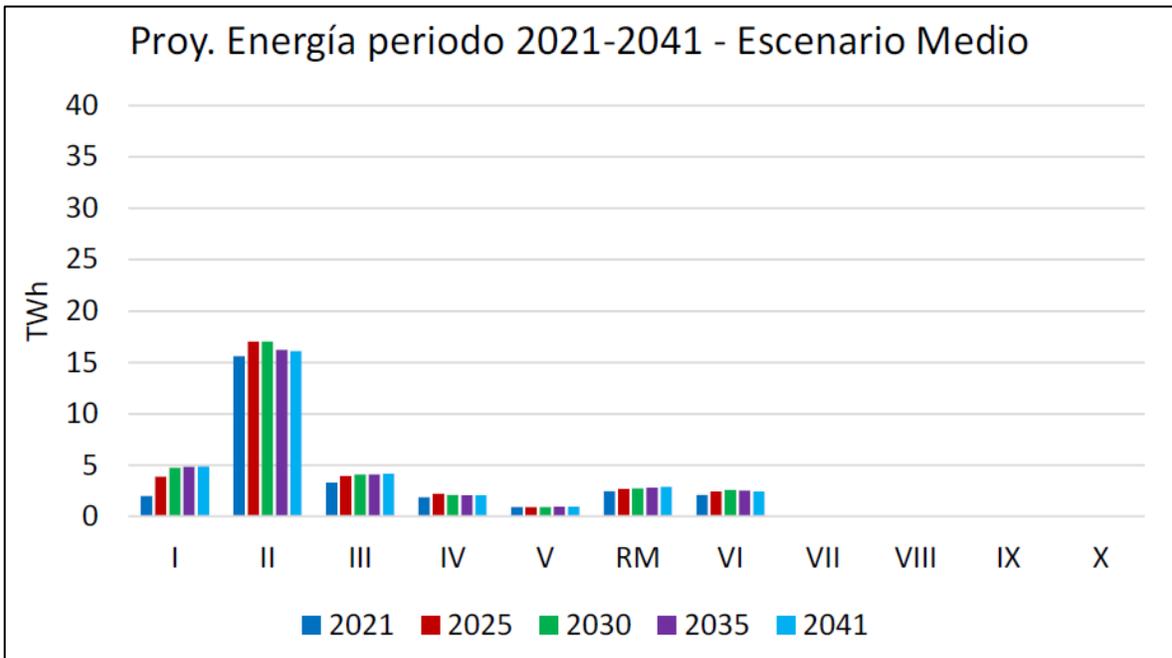


Figura 3-19. Proyección de energía clientes libres productores de cobre por regiones, periodo 2021-2041.

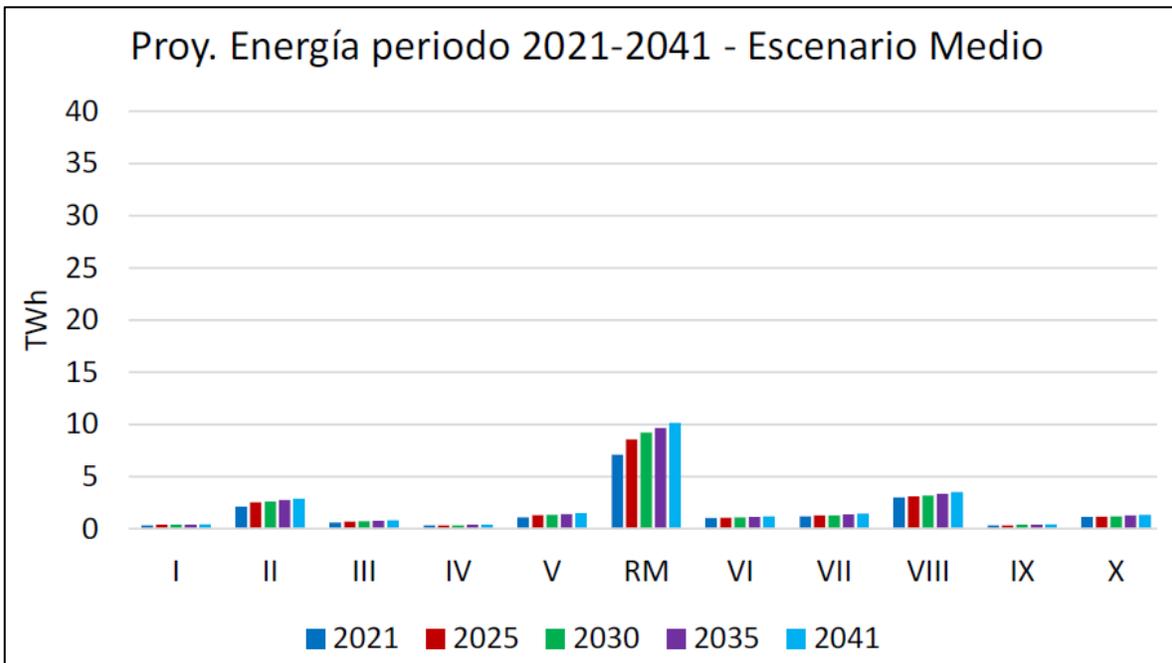


Figura 3-20. Proyección de energía clientes libres no productores de cobre en regiones, periodo 2021 – 2041.

En el ejercicio de previsión de la demanda eléctrica, se han considerado componentes de demanda de Electromovilidad, cuyos Antecedentes más relevantes son resumidos en el siguiente apartado.

3.2.2.1 Electromovilidad

La proyección de demanda de Electromovilidad considera sólo el transporte público Metropolitano, ya que para el resto del país no se tiene claridad de las subestaciones donde se realizará la carga de los buses eléctricos y la fecha esperada de desarrollo de estos proyectos. Para abordar el alcance de la Electromovilidad del Transporte Público en la RM, se realizaron reuniones con la Dirección de Transporte Metropolitano (DTPM) y la CNE, obteniendo por parte de la DTPM la información de los terminales de buses donde se reemplazará su flota, las potencias estimadas para cada terminal y la fecha estimada de puesta en servicio asociada a cada licitación.

En resumen, en las siguientes figuras se identifican los requerimientos de potencia máxima y energía del transporte público Metropolitano al año 2025, los cuales ascenderán a 272 MW y 0,5 TWh/año, donde las subestaciones Recoleta, Lo Boza y Santa Marta son las que presentan los mayores requerimientos.

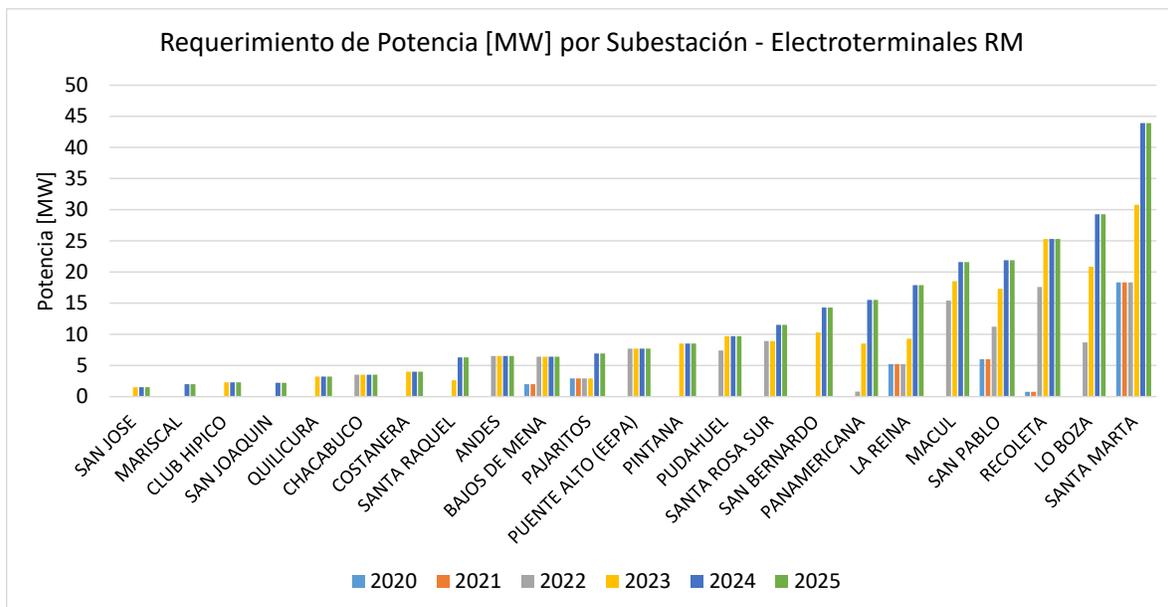


Figura 3-21: Requerimiento de potencia [MW] por subestación – Electroterminales RM.

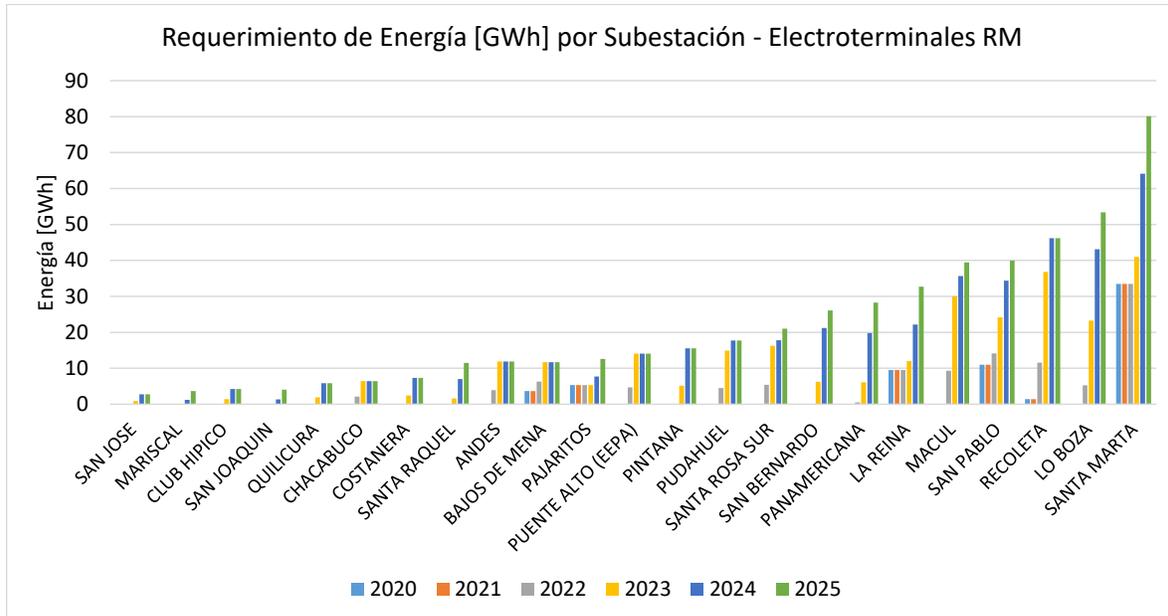


Figura 3-22: Requerimiento de energía [GWh] por subestación – Electroterminales RM.

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

La etapa de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional está inmersa en el proceso de la planificación de expansión de la red de transmisión la cual es detalladas en este capítulo. Este proceso considera seis etapas relevantes, tales como la recolección de información y determinación de supuestos para la modelación, análisis y estudios para diagnóstico de Largo Plazo, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema, la definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión, la evaluación de propuestas de expansión y, finalmente, la definición del plan de obras de transmisión. Este proceso es representado de manera esquemática en la figura 4-1 y la figura 4-2.

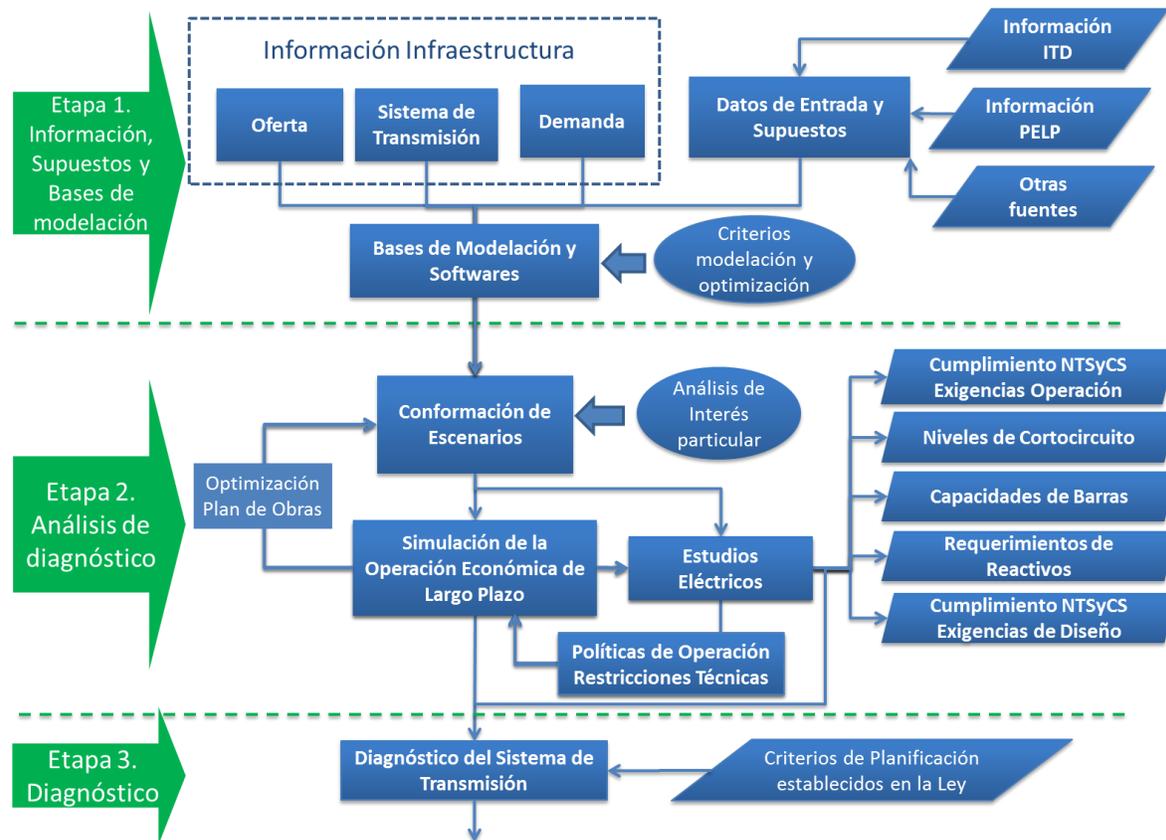


Figura 4-1. Diagrama del proceso Parte 1.

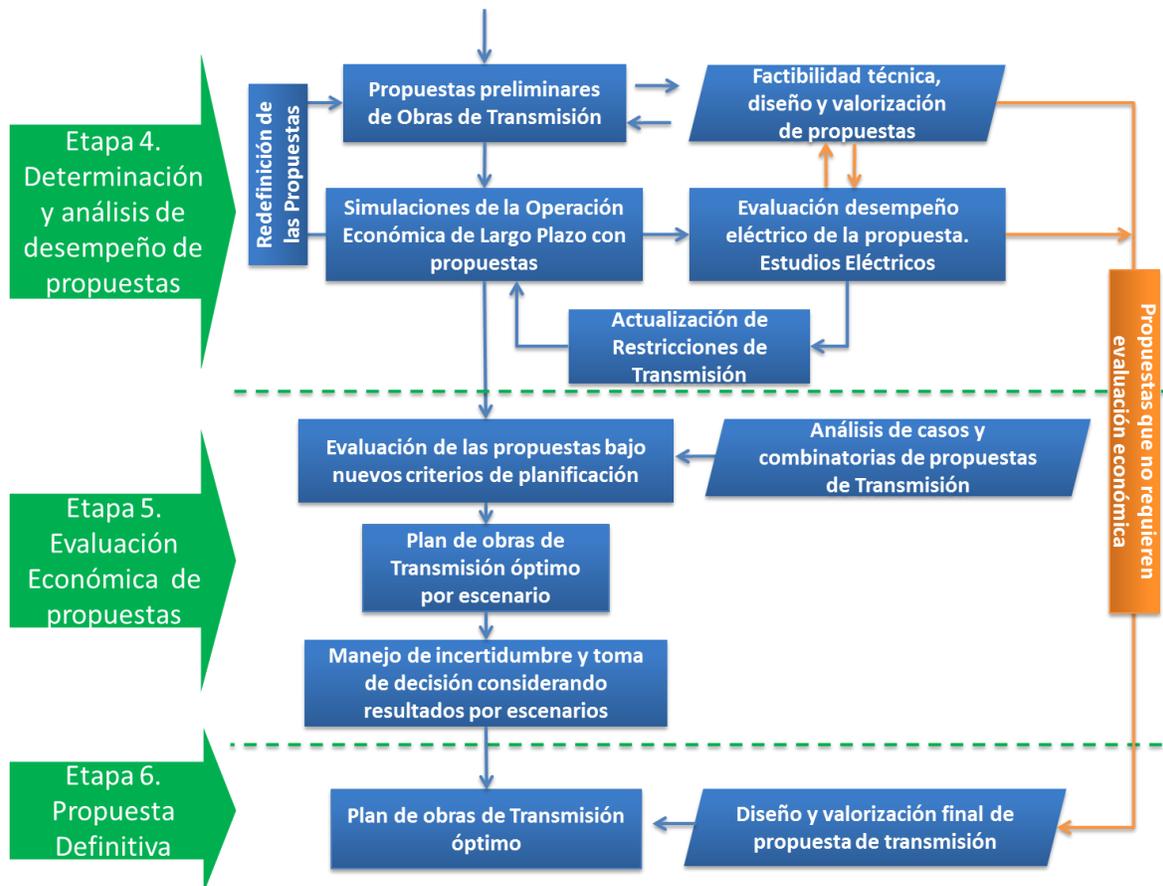


Figura 4-2. Diagrama del proceso Parte 2.

Con el fin de determinar las necesidades de expansión del sistema de transmisión, la utilización esperada del sistema es proyectada con la incorporación de toda la información en las bases de modelación. Lo anterior considera el criterio N-1 como límite de transferencia para todos los tramos actuales del sistema, aumentando dicho límite de transferencia admisible en aquellos tramos en que se observa congestión, ya sea mediante el supuesto de un aumento de capacidad de transmisión acorde a la ejecución de una eventual obra propuesta y sus respectivos plazos de ejecución por medio de la adición de circuitos o transformadores en paralelo a los existentes, o simplemente aumentando la máxima transferencia admisible por el tramo.

A continuación, los resultados de la utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional se presentan para cada zona de análisis por medio de gráficos de distinto tipo, tales como de probabilidad de excedencia, temporales o curvas de duración. En los gráficos de probabilidad de excedencia, se despliegan para cada mes, cuatro niveles de transmisión, correspondientes a las transferencias esperadas, asociadas a los percentiles 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se

determinan a partir del universo de transferencias simuladas para cada mes, que resultan de considerar 25 series de afluentes hidrológicas y generación eólica y solar; lo anterior, da origen a un igual número de despachos posibles determinados para cada bloque de demanda modelado. De esta manera, las curvas no representan trayectorias de transferencias ordenadas en forma temporal para una determinada secuencia de operación, sino que niveles de transmisión de igual probabilidad de ocurrencia para las diversas condiciones hidrológicas, ventosas y de radiación solar simuladas a lo largo del horizonte de planificación. Complementariamente, en casos justificados, se utilizan gráficos temporales en donde se muestran las trayectorias de flujos para tres condiciones hidrológicas específicas.

4.1.1 ANÁLISIS DEL TRATAMIENTO HIDROLÓGICO

Como queda de manifiesto con la revisión de este informe, la planificación eléctrica de redes de transmisión tiene el objetivo de definir las obras de expansión necesarias para dar satisfacción a los requerimientos de demanda en el largo plazo de forma segura y a mínimo costo. A diferencia del ejercicio de programación de la operación, existen muchas fuentes de incerteza, entre las que se puede mencionar:

- Evolución de la demanda.
- Parque de generación futuro.
- Costos de combustibles.
- Costos de inversión de las tecnologías.
- Disponibilidad de energéticos renovables.
- Disponibilidad de agua e hidrología futura.

Los softwares que permiten la realización de modelos para la resolución de este problema, especialmente los que han sido desarrollados en Chile, reconocen que la matriz de generación es esencialmente hidrotérmica, por consiguiente, incorporan de manera explícita una de las fuentes de incerteza presentas en el acápite anterior, que corresponde a la disponibilidad de agua e hidrología futura. Esto, debido a que el algoritmo que se utiliza para el efecto, conocido como Programación Dinámica Dual Estocástica, o simplemente SDDP por su sigla en inglés, incluye en su formulación matemática la posibilidad de describir ex ante distintas alternativas de desarrollo de la variable aleatoria de caudales, lo cual faculta a que los planificadores describan años hidrológicos, ya sean históricos o sintéticos, para con ello generar una función de costo que a la postre defina el uso óptimo del agua en los embalses, al ser este un activo estratégico en los sistemas de generación hidrotérmicos.

En la actualidad, el Coordinador Eléctrico Nacional dispone de una matriz hidrológica histórica con inicio en el año 1960, por lo cual, durante el 2021, completa 60 años de estadística. Con esta matriz hidrológica se constituyen series hidrológicas utilizadas en el cálculo de la función de costos futuro para el agua, o valores del agua, a la vez que permite simular el despacho del sistema eléctrico en atención a estos costos, teniendo como resultado final una política de uso de embalses, y en complemento a estos, el despacho adicional a realizar por las centrales de generación que cuentan con costos variables auditados.

La matriz descrita es utilizada tanto en los ejercicios de programación de la operación, así como en la planificación de la transmisión eléctrica, simulando con ella la operación futura y calculando el valor de indicadores como los costos de operación, principal elemento de juicio para la evaluación económica de nuevas iniciativas de expansión.

En la actualidad, esta metodología de planificación enfrenta dos problemas:

1. La utilización de la matriz hidrológica histórica sugiere implícitamente que el planificador asume que la realización de caudales en el futuro se comportará de manera estadísticamente equivalente a como se ha desarrollado en el pasado. Es decir, los caudales futuros se distribuirán de igual forma que lo que se ha registrado hasta el día de hoy. Con este acuerdo, se abordaría una parte de los cambios climáticos que documenta la literatura, como es la variabilidad climática natural, sin embargo, se dejaría de lado la dinámica de cambio climático, que, según la bibliografía, explicaría cerca de un tercio del descenso de las precipitaciones experimentadas en los últimos años y de los años venideros.
2. Los tiempos de convergencia del algoritmo SDDP tienen directa relación con la cantidad de series hidrológicas que asuma el modelo para el cálculo de la función de costo futuro.

Teniendo en cuenta ambas dificultades, es válido consultarse si la repetición de la metodología actual, que consiste en añadir anualmente un nuevo registro hidrológico y aplicar la matriz completa, es el mejor mecanismo. Tanto porque no reflejaría los efectos de cambio climático en la modelación, lo cual significa planificar sistemas eléctricos sin tener la mejor definición del insumo estratégico del agua, a la vez que los tiempos de cómputo se incrementan anualmente, pues, así como crece la estadística hidrológica, también se incrementan la cantidad de líneas eléctricas, el número de generadores, entre otros.

Con lo anterior en vista, se realizó un análisis estadístico de la data registrada a la fecha, teniendo como punto de partida la información relativa a la energía afluente total del sistema para cada año hidrológico. Esta información se presenta en la Figura 4-3 y la Tabla 4-1.

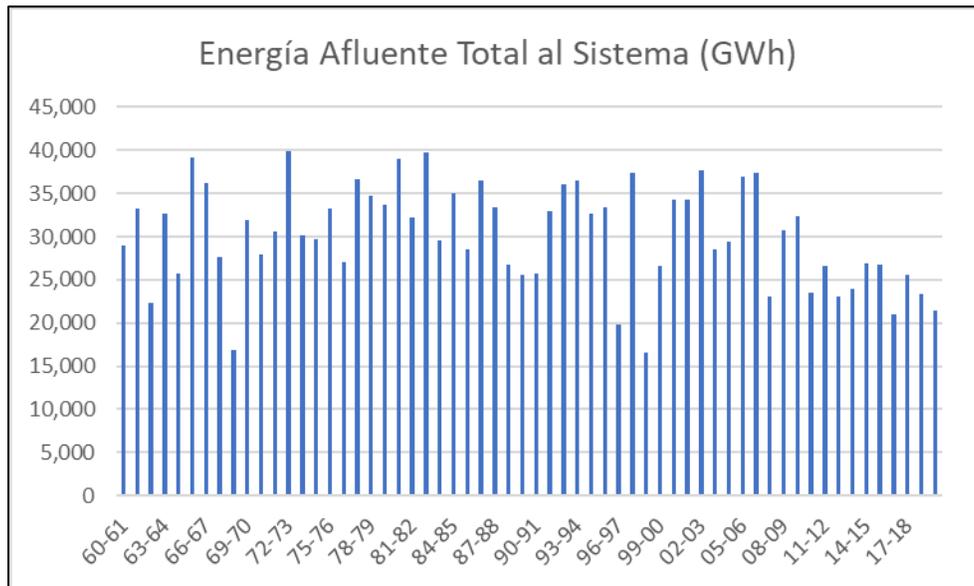


Figura 4-3. Energía Afluente total al Sistema por año hidrológico.

Tabla 4-1. Energía Afluente al Sistema por año hidrológico.

Año	Energía (GWh)	Año	Energía (GWh)
60-61	28,893	90-91	25,672
61-62	33,304	91-92	32,969
62-63	22,280	92-93	36,047
63-64	32,600	93-94	36,527
64-65	25,691	94-95	32,697
65-66	39,140	95-96	33,347
66-67	36,243	96-97	19,867
67-68	27,649	97-98	37,395
68-69	16,790	98-99	16,524
69-70	31,977	99-00	26,599
70-71	27,887	00-01	34,270
71-72	30,541	01-02	34,240
72-73	39,903	02-03	37,669
73-74	30,104	03-04	28,583
74-75	29,757	04-05	29,364
75-76	33,271	05-06	37,006
76-77	27,006	06-07	37,362
77-78	36,612	07-08	23,102
78-79	34,772	08-09	30,674
79-80	33,747	09-10	32,332

Año	Energía (GWh)	Año	Energía (GWh)
80-81	39,062	10-11	23,469
81-82	32,267	11-12	26,538
82-83	39,788	12-13	23,089
83-84	29,621	13-14	23,946
84-85	34,950	14-15	26,860
85-86	28,520	15-16	26,791
86-87	36,444	16-17	21,050
87-88	33,402	17-18	25,551
88-89	26,776	18-19	23,347
89-90	25,512	19-20	21,459

Para caracterizar esta información, se generaron 10 intervalos para la energía afluente, todos de igual extensión de 2.500 GWh, comenzando en los 15.000 GWh y terminando en 40.000 GWh, consiguiéndose así poder definir una curva de distribución de frecuencia para los años hidrológicos, en términos de energía equivalente al afluente registrado.

Tabla 4-2. Intervalos y Frecuencia.

N°	Nombre Intervalo	Extensión (GWh)	Frecuencia
1	A	(15000-17500)	2
2	B	(17500-20000)	1
3	C	(20000-22500)	3
4	D	(22500-25000)	5
5	E	(25000-27500)	10
6	F	(27500-30000)	8
7	G	(30000-32500)	6
8	H	(32500-35000)	12
9	I	(35000-37500)	8
10	J	(37500-40000)	5

Con lo anterior, se puede generar una curva de distribución de frecuencias, como la que se presenta a continuación. El promedio de la muestra es de 30.148 GWh y se asemeja a una distribución bi normal, donde un pick se asienta en la zona media, mientras que el segundo y más aguzado se ubica en la zona media-húmeda.

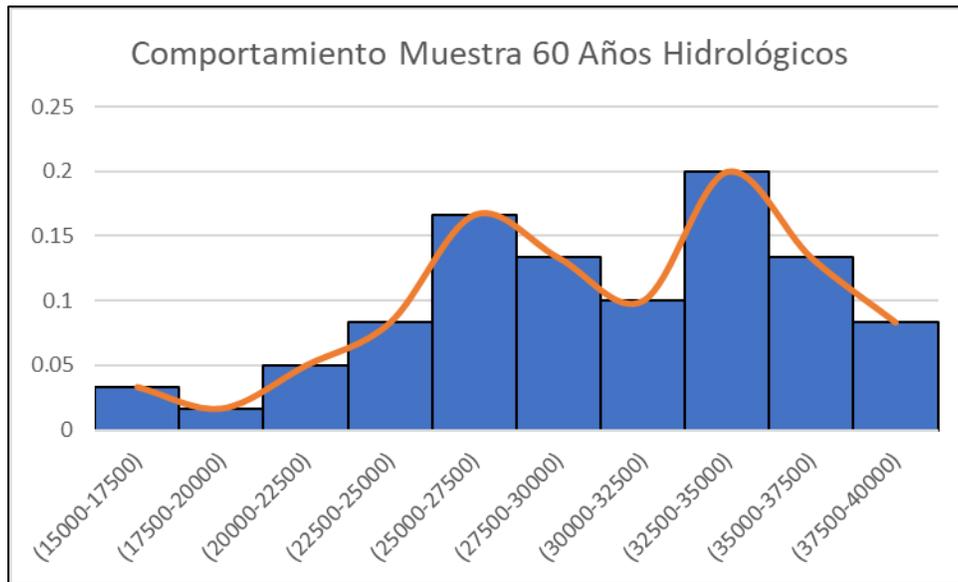


Figura 4-4. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 60 años.

A la vista de este resultado, y teniendo presente indicaciones de la literatura² en relación con los efectos que tendría el cambio climático sobre los afluentes disponibles para generación eléctrica, que por disminución de precipitaciones y aumentos en la temperatura provocarían disminuciones del orden de un 10-15% en los afluentes, se procedió a buscar ventanas de tiempo dentro de la muestra completa que cumplieren con el aspecto anterior, a la vez que aumentar la dispersión en búsqueda de representar el efecto de mayor alternancia entre fenómenos de años húmedos y secos.

- Ventana de 40 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-5. El promedio de esta muestra es de 29.767 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 1% respecto al promedio de la muestra completa.

² ECLAC 2012a; McPhee et al. 2011; Eridanus 2016

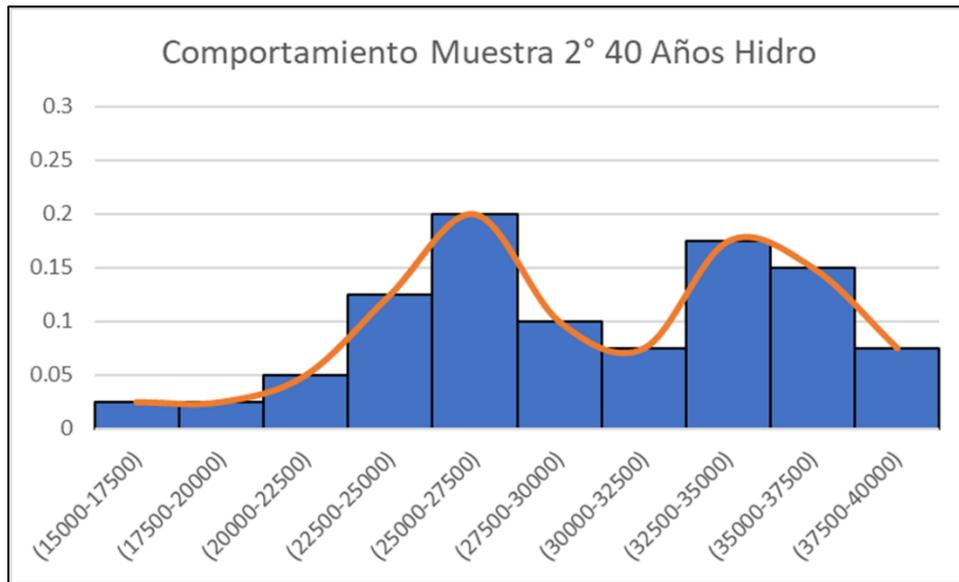


Figura 4-5. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 40 últimos años.

- Ventana de 35 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-6. El promedio de esta muestra es de 29.000 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 4% respecto al promedio de la muestra completa.

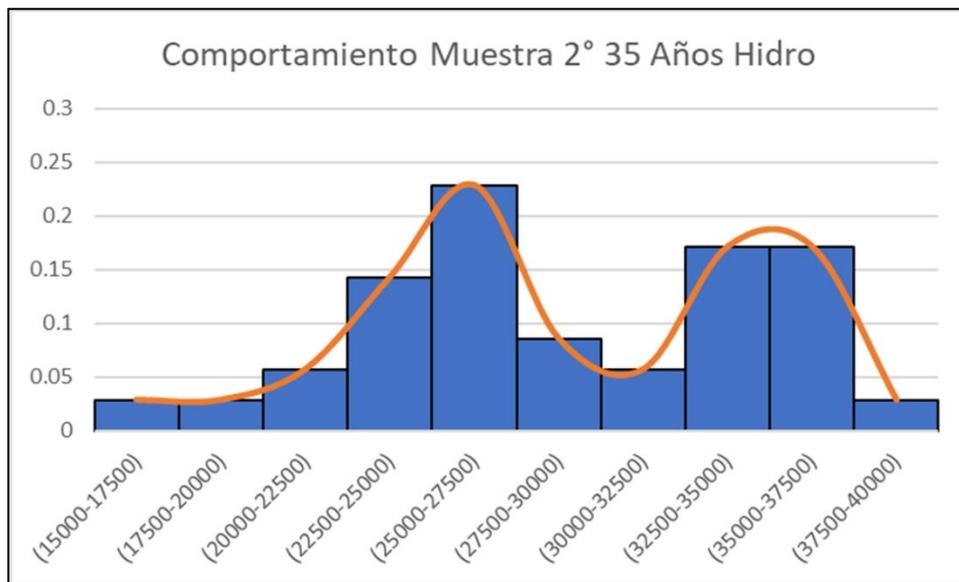


Figura 4-6. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 35 últimos años.

- Ventana de 30 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-7. El promedio de esta muestra es de 28.812 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 5% respecto al promedio de la muestra completa.

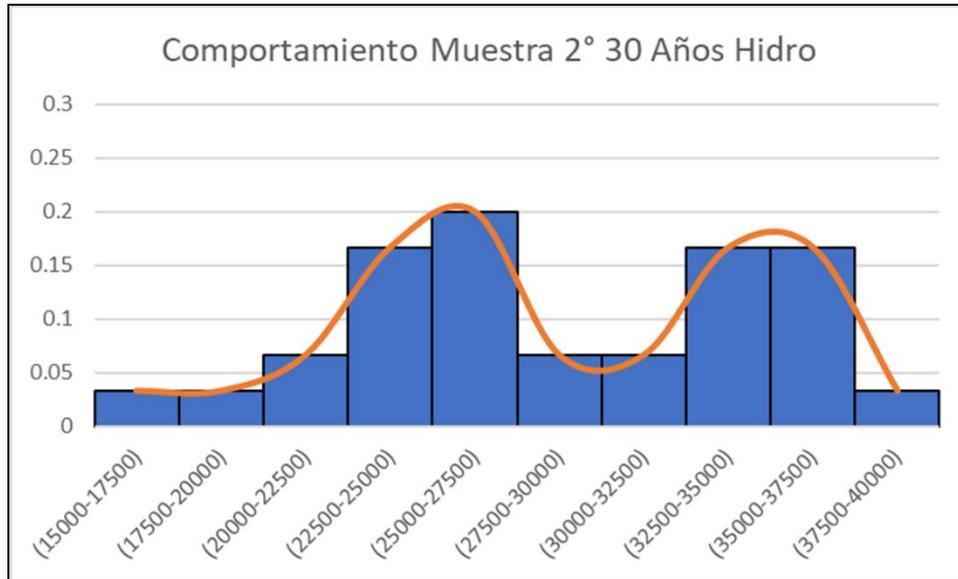


Figura 4-7. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 30 últimos años.

- Ventana de 25 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-8. El promedio de esta muestra es de 28.012 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 8% respecto al promedio de la muestra completa.

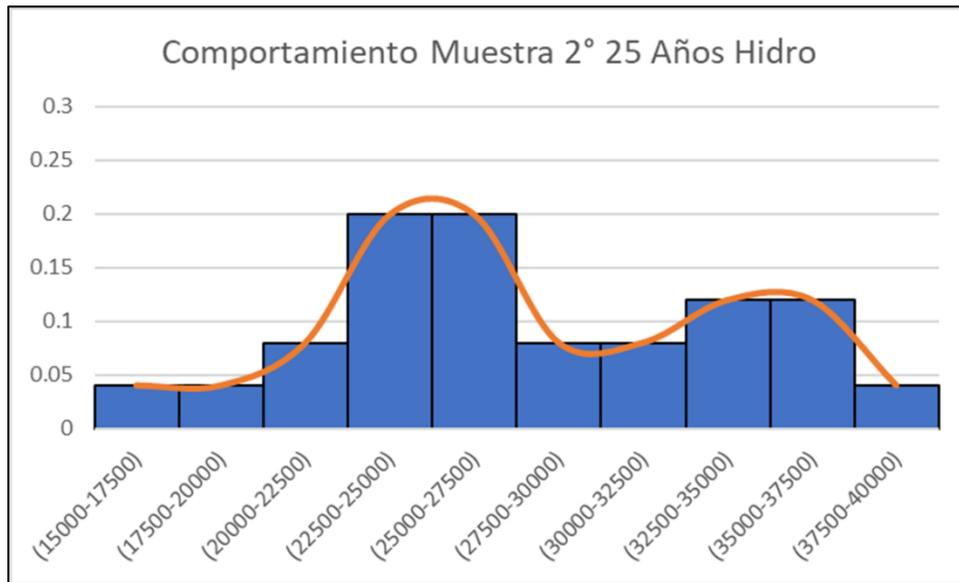


Figura 4-8. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 25 últimos años.

- Ventana de 20 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-9. El promedio de esta muestra es de 28.835 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 6% respecto al promedio de la muestra completa.

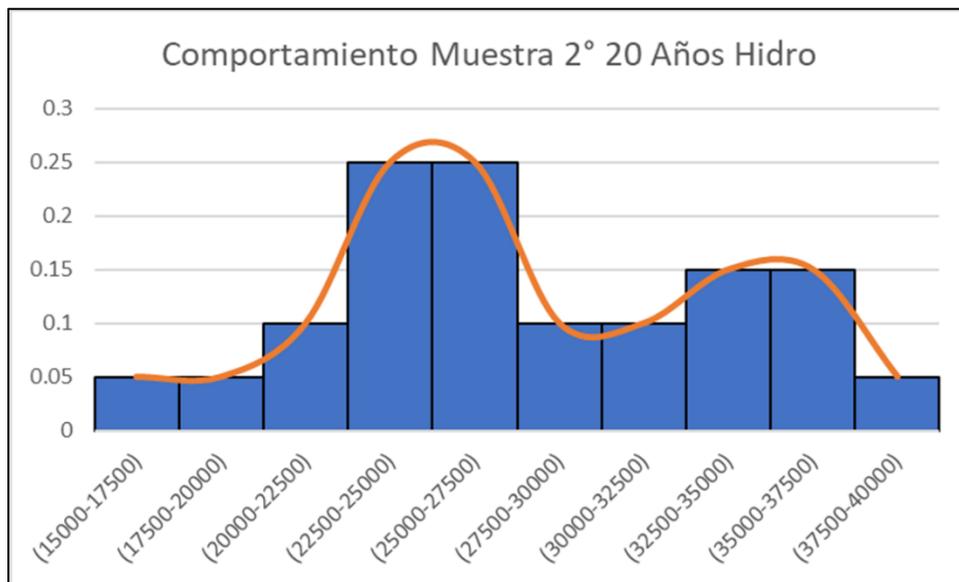


Figura 4-9. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 20 últimos años.

- Ventana de 15 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-10. El promedio de esta muestra es de 26.838 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 11% respecto al promedio de la muestra completa.

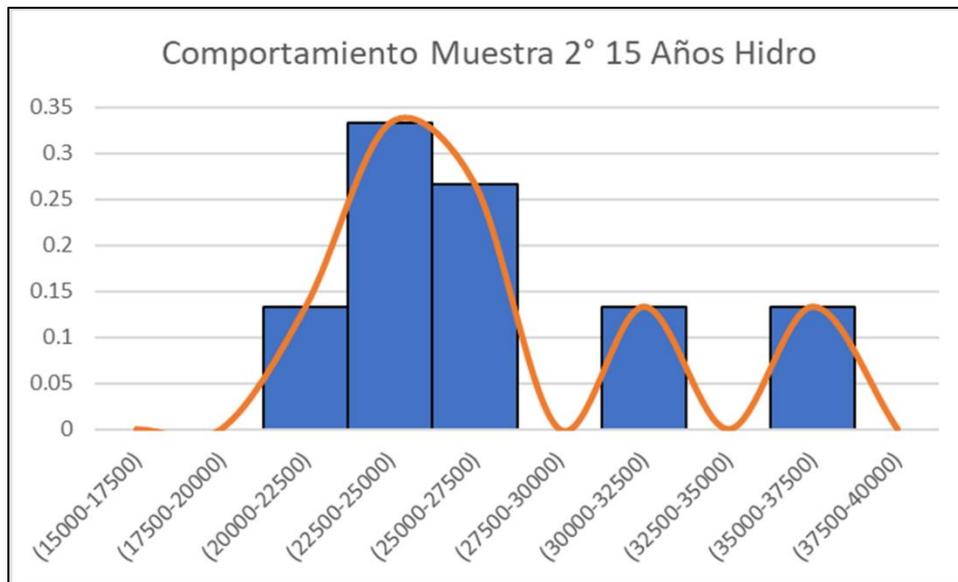


Figura 4-10. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 15 últimos años.

- Ventana de 10 últimos años

El comportamiento de la muestra queda caracterizado mediante la Figura 4-11. El promedio de esta muestra es de 24.210 GWh, por consiguiente, propone una disminución de un 20% respecto al promedio de la muestra completa.

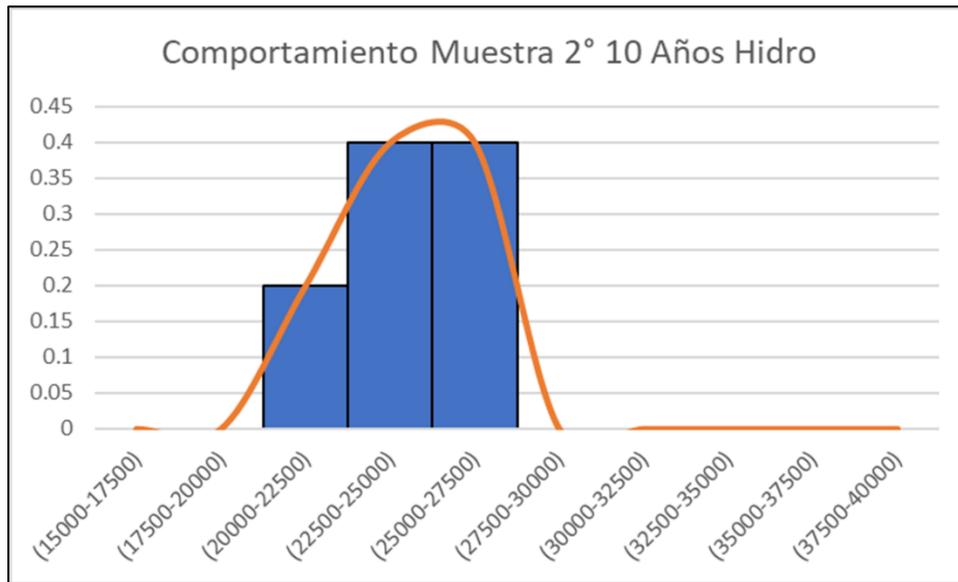


Figura 4-11. Distribución de Frecuencia, Matriz Hidrológica 10 últimos años.

Con ello se tiene a la vista todos los conjuntos de datos revisados. Ahora bien, como el objetivo de esta información es incorporar reducciones según lo reseñado por la literatura, así como seguir contando con información de entrada que permita análisis robustos, es decir, con representatividad de todo tipo de fenómenos hidrológicos, la propuesta de reducción hidrológica sería:

- Uso de la ventana de los últimos 25 años para el caso general.
- Uso de la ventana de los últimos 10 años (con posibilidad de añadir el año más seco de la estadística) para un escenario seco y de mayor stress hidrológico.

Es preciso mencionar que este criterio se revisará en una ventana de tiempo de 3 a 5 años, producto del bajo impacto que tendrá en los promedios globales la incorporación a la estadística de un nuevo año hidrológico. Por consiguiente, el proceso de Propuesta de Expansión de la Transmisión del año siguiente se realizará con una matriz de 26 años, y no utilizando una ventana móvil de 25 años.

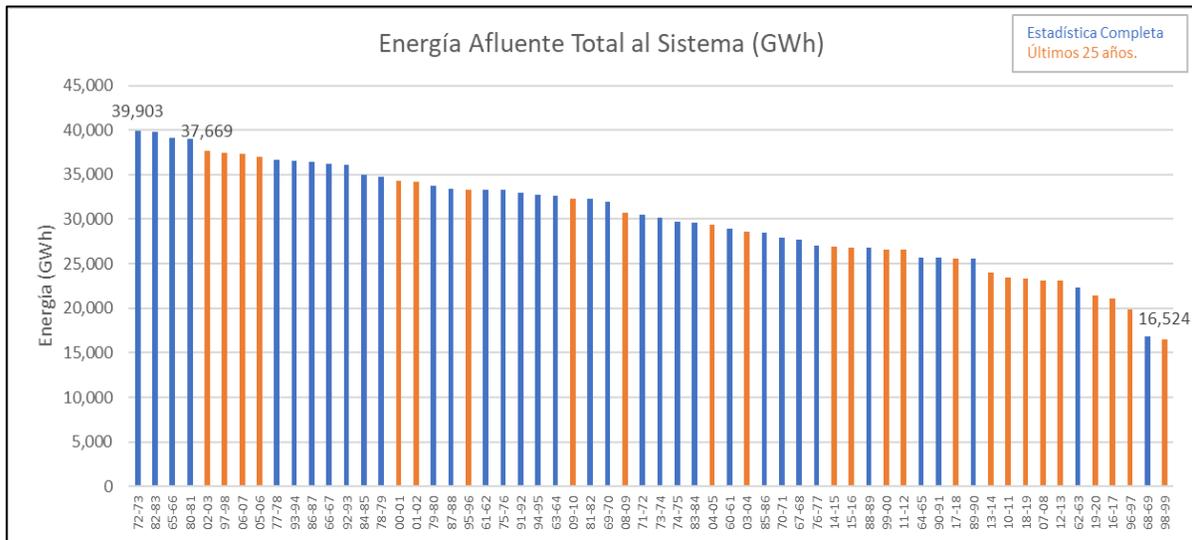


Figura 4-12. Muestra Hidrológica Completa y Seleccionada.

La Figura 4-12 presenta la muestra hidrológica completa, organizada desde aquella con menor probabilidad de excedencia (años más húmedos) a la de mayor probabilidad de excedencia (años más secos). A su vez, resalta en color naranja los 25 últimos años registrados. De una revisión visual, se aprecia que la muestra incorpora años húmedos, luego una sección de aproximadamente 10 años medios, para luego ubicarse en la zona seca, sumando 4 de los 5 años más secos de la estadística, incluyendo el año 98'-99'. Este último chequeo permitió verificar que el criterio utilizado cumple tanto con una mejor representación de los fenómenos climatológicos futuros, a la vez que no perder robustez en la data.

4.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN

Las bases sobre las cuales se desarrolla el diagnóstico y posteriormente, los análisis de las propuestas de expansión de la transmisión, consideran un levantamiento de la infraestructura de transmisión existente, en construcción y decretada; los proyectos de generación y consumo en construcción, y un set de proyectos con tramitación activa de su conexión a la red, así como también supuestos definidos, tales como proyecciones de planes de obras de generación futuros, costos y disponibilidad de combustibles e insumos principales para la generación.

4.1.2.1 Software utilizado

Para la realización del ejercicio de planificación, se consideran tres softwares computacionales:

- Como herramienta para la determinación del Plan de inversiones óptimo y el análisis de la simulación de la operación en el tiempo, se utilizan los softwares Plexos y PLP. Dichos softwares, incluyen módulos para la simulación de largo plazo del sistema y de coordinación hidrotérmica.

- b) Como herramienta para el análisis de cumplimiento de la NTSyCS y la determinación de las restricciones de transmisión, se utiliza el software Power Factory de DigSILENT, con el cual se efectúan los correspondientes estudios de sistemas eléctricos.

4.1.2.2 Definiciones para la modelación en el largo plazo

En los softwares indicados son ingresados todos los datos relevantes del sistema, de tal manera que se represente el funcionamiento del sistema eléctrico de manera adecuada para la realización de los análisis deseados.

Dentro de los datos relevantes que se deben incluir en esta evaluación se tiene:

- ✓ Bloques de Demanda: Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtiene al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. Adicionalmente, los bloques definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERV.
- ✓ Perfil ERV: Las unidades ERV se modelan mediante un perfil horario de generación por zona, el cual se reordena de modo que la generación del parque que se desea representar sea coincidente con la demanda horaria del sistema.
- ✓ Horizonte de evaluación: El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2020 el año de inicio.

Luego de la modelación del sistema, se definen los supuestos y consideraciones de la operación con las que se evalúa el desempeño del sistema de transmisión. Dentro de estos supuestos se encuentran:

- ✓ Pérdidas de las Líneas y transformadores: El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos.
- ✓ Restricciones de Transmisión: Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo con los proyectos considerados y a las limitaciones encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP: Para la coordinación hidrotérmica en PLP, se utilizan 25 series hidrológicas históricas simuladas, de manera independiente (fase de operación/simulación), previa determinación de la aproximación de la Función de Costos Futuros (FCF) esperados para cada escenario (fase de optimización).
- ✓ Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos: Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ Número de Series Hidrológicas: 25, con información histórica de los últimos 25 años hidrológicos registrados.
- ✓ Costo de falla de larga duración (CFLD): Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°318/2017.

4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL

4.2.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

El Coordinador ha desarrollado una metodología con la finalidad de apoyar a la autoridad y a la industria respecto de los mecanismos con los cuales se pueden desarrollar los análisis de expansión de la transmisión zonal.

Las etapas del proceso contemplan los aspectos regulatorios y normativos actuales, y una base de supuestos para la demanda y generación acordes a la realidad del país, sobre la cual se ejecuta la metodología de planificación y posteriores evaluaciones y validaciones de los proyectos candidatos de expansión de la transmisión (PCET).

En el caso particular del segmento zonal del sistema, el ciclo de desarrollo de los análisis se esquematiza en la Figura 4-13.



Figura 4-13. Ciclo de planificación de la transmisión zonal.

A su vez, lo descrito en el artículo 87° de la Ley, indica que la planificación de la transmisión debe considerar:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones extremas;

- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el Artículo 86°; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

A partir de lo establecido en la ley y considerando los avances realizados por la autoridad en los talleres de Planificación de la Transmisión con Expertos Locales, se puede realizar una clasificación que permite alinear estos contenidos con ejes definidos de; suficiencia del sistema; seguridad y resiliencia; y, mercado común y competencia; los que llevan a contemplar las holguras o redundancias necesarias, como se muestra en la Figura 4-14.

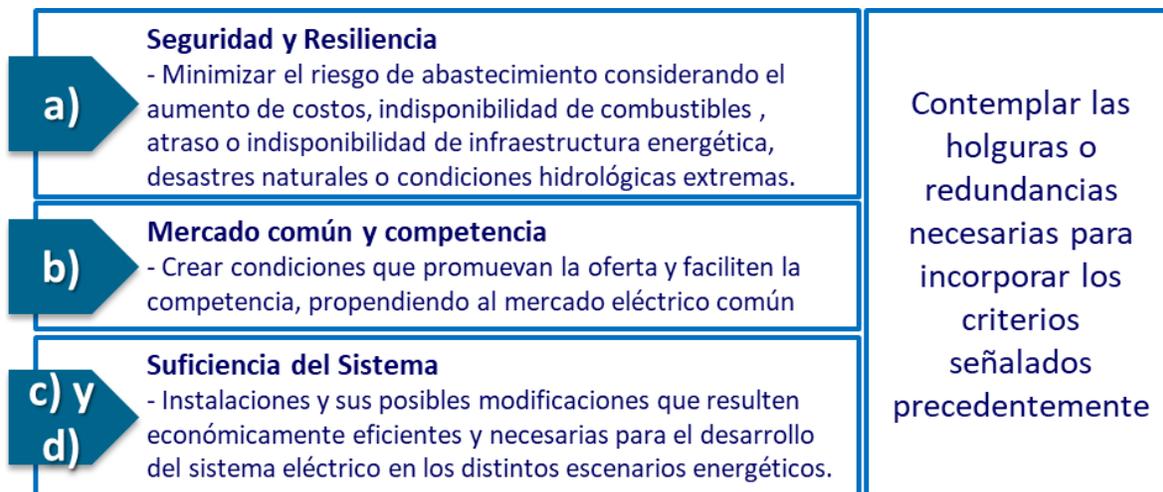


Figura 4-14. Clasificación contenidos Artículo 87°.

4.2.2 METODOLOGÍA APLICADA

La aplicación de la metodología empleada para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se ha elaborado en dos etapas. La primera, corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT; la segunda, diagnostica los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT. Estas instalaciones han sido evaluadas por separado, dado que la lógica para diagnosticar ambos grupos es de diferente naturaleza. El diagnóstico de las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT se realiza desde la perspectiva global del sistema zonal y su vínculo con el sistema nacional, considerando demandas coincidentes en la zona; por el contrario, los transformadores AT/MT se han evaluado a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

El periodo de análisis corresponde a 2020-2026; lo anterior, permite obtener una mirada desde el diagnóstico al año vigente y abarcar un horizonte que no solo contempla en servicio todas las obras de transmisión zonal decretadas a la fecha, sino que permite observar el comportamiento del sistema bajo supuestos sin componentes de alta incertidumbre, abordando al mismo tiempo el dinamismo de la transmisión zonal.

Las zonas de análisis corresponden a los sistemas mencionados en la introducción, que corresponden a:

1. Zona Arica – Diego de Almagro
2. Zona Diego de Almagro – Quillota
3. Zona Quinta Región
4. Zona Región Metropolitana
5. Zona Alto Jahuel – Charrúa
6. Zona Charrúa – Chiloé

La Figura 4-15 presenta la distribución de las seis zonas mencionadas.

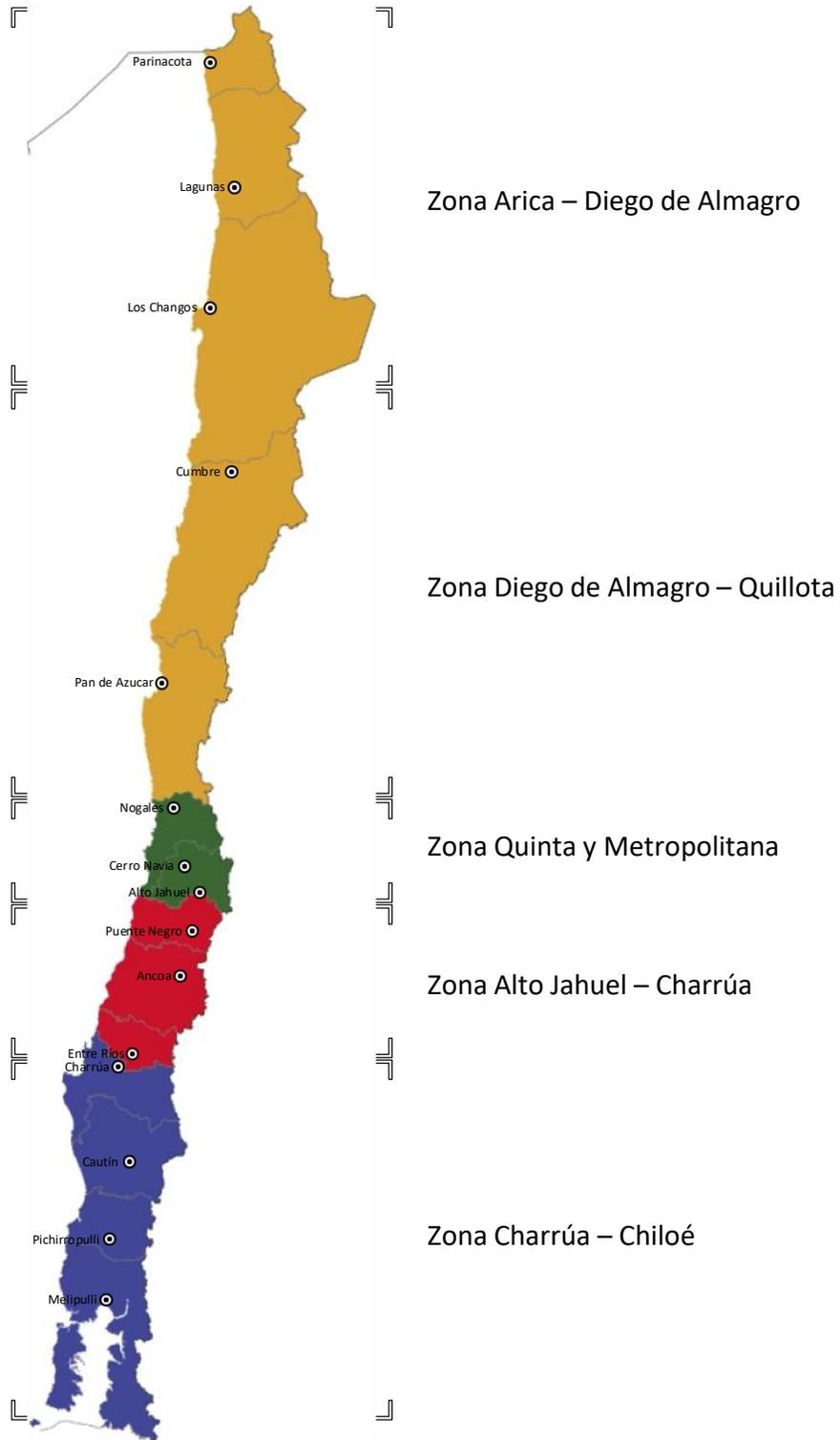


Figura 4-15. Determinación de zonas geográficas para el análisis del diagnóstico de los sistemas de transmisión.

4.2.2.1 Metodología para el Diagnóstico de Transformadores AT/MT

La metodología empleada para el diagnóstico de los transformadores ubicados en las subestaciones primarias de distribución es presentada en el diagrama de la Figura 4-16.

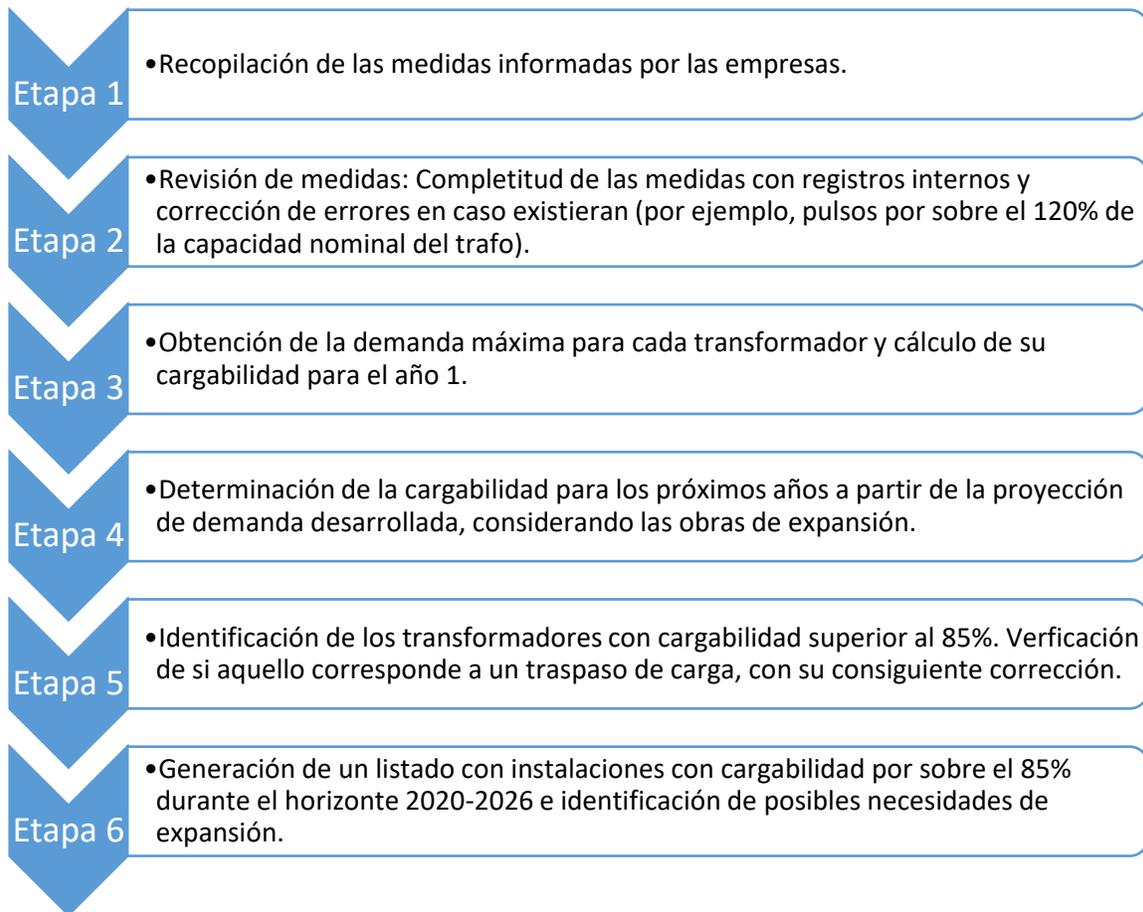


Figura 4-16. Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT.

La información solicitada a cada una de las empresas de transmisión zonal y de distribución propietarias, corresponden a sus proyecciones de uso de sus transformadores AT/MT para el periodo 2021 – 2041 y los traspasos de cargas entre transformadores de distribución que tengan contemplado realizar en el corto y mediano plazo.

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas de modelos de proyección de demanda 2021 - 2041 para cada barra específica, los cuales incorporan las variaciones de la demanda eléctrica respecto de proyecciones de la actividad económica del país (a través del IMACEC), proyecciones de población (INE), y variaciones de los precios de energía (costo marginal), lo cual es detallado en el Apéndice II de este informe.

Las obras de expansión de la transmisión zonal incluyen las obras determinadas en los siguientes Decretos Exentos:

- DE N°418 del 4 de agosto de 2017, fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.
- DE N°293 del 29 de octubre de 2018, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2017.
- DE N°4 del 3 de enero de 2019, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2017.
- DE N°198 del 05 de agosto de 2019, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2018.
- DE N°231 del 27 de agosto de 2019, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2018.
- DE N°171 del 7 de septiembre de 2020, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2019.
- DE N°185 del 24 de septiembre de 2020, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2019.
- DE N°185 del 31 de agosto de 2021, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2020.
- DE N°229 del 4 de noviembre de 2021, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2020.

Las instalaciones incluidas en este análisis corresponden a reemplazos de transformadores, nuevos transformadores en subestaciones nuevas y existentes. La demanda que se incorpora a los nuevos transformadores se define a partir de información presentada por las empresas en los distintos procesos de expansión, considerándose así la carga de los transformadores indicados, sin perjuicio de que en caso de que no se dispone de alguna información adicional, la carga que se le asigna a los nuevos transformadores es a prorrata de los transformadores aledaños.

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2021-2027 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si esto se debe a errores en las medidas o producto de traspasos de carga que haya realizado la empresa debido a contingencias en la zona. Ante la eventualidad de uno de los casos indicados, se procede a corregir las medidas en caso de error o a utilizar la demanda máxima del periodo en que no se presenten traspasos de carga. Adicionalmente, cabe indicar que se identifican transformadores con alto nivel de cargabilidad; sin embargo, en la

misma subestación existen unidades con amplia capacidad disponible, por cuanto se espera que la empresa distribuidora realice las obras menores pertinentes para posibilitar el abastecimiento de la demanda durante los próximos años. En este contexto, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

4.2.2.2 Metodología para el Diagnóstico Líneas de transmisión y transformadores AT/AT

De forma similar al caso de transformación AT/MT, se ha considerado pertinente y urgente diagnosticar en detalle en este ejercicio de planificación, el estado de suficiencia de las instalaciones zonales correspondientes a líneas de transmisión y transformación AT/AT. La Figura 4-17 presenta un esquema de la metodología considerada en el diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

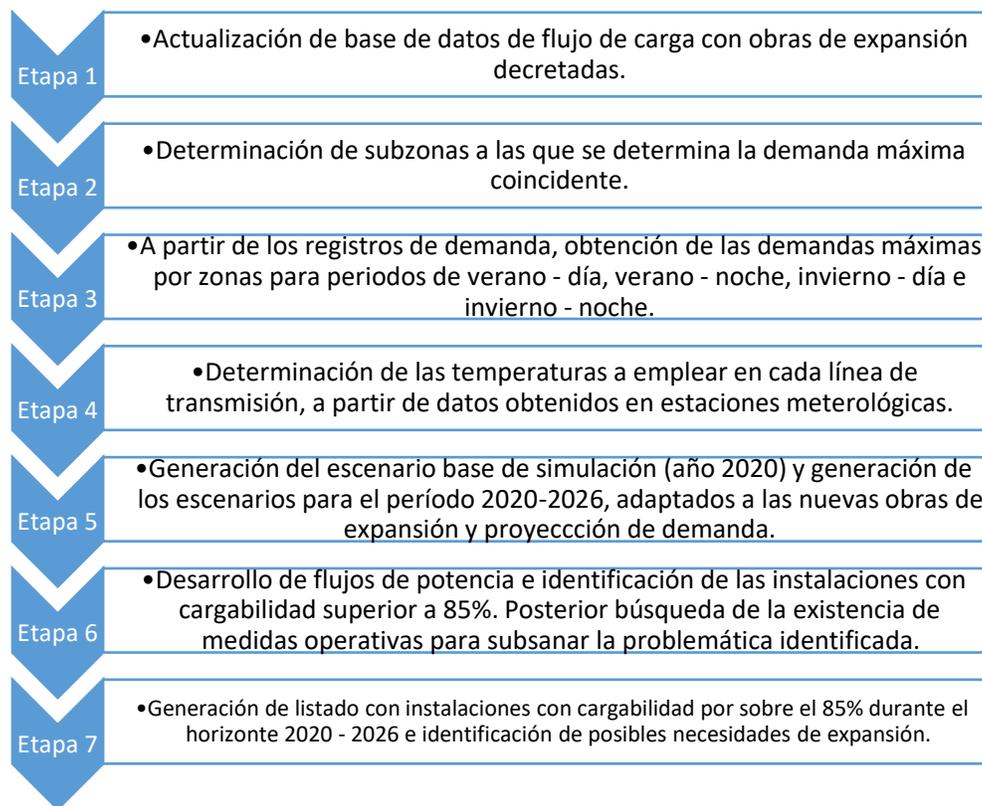


Figura 4-17. Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión.

Los análisis zonales se desarrollan en el software Power Factory de DigSILENT empleando la base de largo plazo del Coordinador, en la cual se modelan los sistemas de transmisión zonal hasta las subestaciones primarias de distribución con sus respectivas cargas y se añaden las obras de expansión de la transmisión zonal de los diferentes Decretos Exentos anteriormente mencionados.

Cabe indicar que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador³.

Las subzonas de demanda coincidente se determinan a partir de las fronteras de los sistemas de transmisión nacional/zonal, las medidas operativas empleadas actualmente en las zonas enmalladas y los puntos de bajos flujos de potencia. Esta simplificación se emplea con el propósito de determinar la demanda máxima coincidente en cada zona, y así, estresar el sistema a su máximo uso, de tal modo de identificar las necesidades de expansión producto de la suficiencia del sistema. Se constata también que existen zonas con puntos fronteras al interior del sistema de transmisión zonal, no obstante, las fechas de máxima coincidencia en estos puntos son similares. Finalmente, cabe indicar que la generación ha sido adaptada a los periodos analizados, no obstante, para las unidades que se encuentran inmersas en los sistemas de transmisión zonal, se emplea la generación registrada para los periodos de demanda máxima analizados.

Los registros de capacidad de transmisión máxima con los que se cuenta en la base de datos corresponden a capacidades de líneas para estado con sol y sin sol, a valores de temperatura en el intervalo 0 - 40 °C, con pasos de 5 °C. Dado lo anterior, la temperatura a la cual se determina la capacidad de transmisión de cada una de las líneas de transmisión y periodos analizados corresponde al límite superior de las temperaturas disponibles en la base de datos del máximo registro de temperatura registrado en la zona de emplazamiento de dicha instalación. Cabe indicar que se han determinado temperaturas máximas para cada una de las líneas de transmisión según la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

Las fuentes de información meteorológica empleadas son de libre acceso y con registros históricos de mínimo 3 años. Estos registros son los siguientes:

- **Agromet:** Sitio web estatal y gratuito de la red de agrometeorología del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (INIA), dependiente directamente del Ministerio de Agricultura.
- **CEAZAMET:** Sitio web del Centro de Estudios Avanzados de Zonas Áridas (CEAZA) dependiente del INIA y además del Gobierno Regional de Coquimbo.
- **Sinca:** Sitio web estatal con información gratuita dependiente directamente del Ministerio del Medio Ambiente.

Para generar los escenarios de expansión futuros se emplea la proyección de demanda indicada en el numeral anterior de este documento, y se incorporan las obras de expansión de la transmisión indicadas en los Decretos Exentos anteriormente mencionados. El modelo ha sido adaptado año a año, reasignando demanda cuando se incorporan nuevos transformadores AT/MT y realizando medidas operativas que permitan mejorar el uso de las instalaciones cuando se incorporan nuevas líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

³ Sitio web de Información Técnica del Coordinador: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2021-2026 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si existen medidas operativas que permitan mejorar la condición de operación de las instalaciones. En caso de cumplirse con lo anterior, se replican cada una de ellas en los cuatro periodos analizados y para todos los años, a partir del cual fuese factible realizar el cambio operacional. Finalmente, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

4.2.3 METODOLOGÍA DE CLASIFICACIÓN Y ASIGNACIÓN DE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

La Metodología de Clasificación y Asignación de Criterios de Confiabilidad permite estandarizar criterios de planificación de manera coherente a las características de consumo de cada punto de suministro en los sistemas de transmisión zonal a lo largo del país.

Esta estandarización se logra a través de una clasificación de instalaciones que minimiza las diferencias de características de densidad entre los miembros de un mismo grupo, permitiendo que la definición de criterios de planificación sea coherente en cada clasificación.

Esta metodología se basa en las siguientes tres etapas.

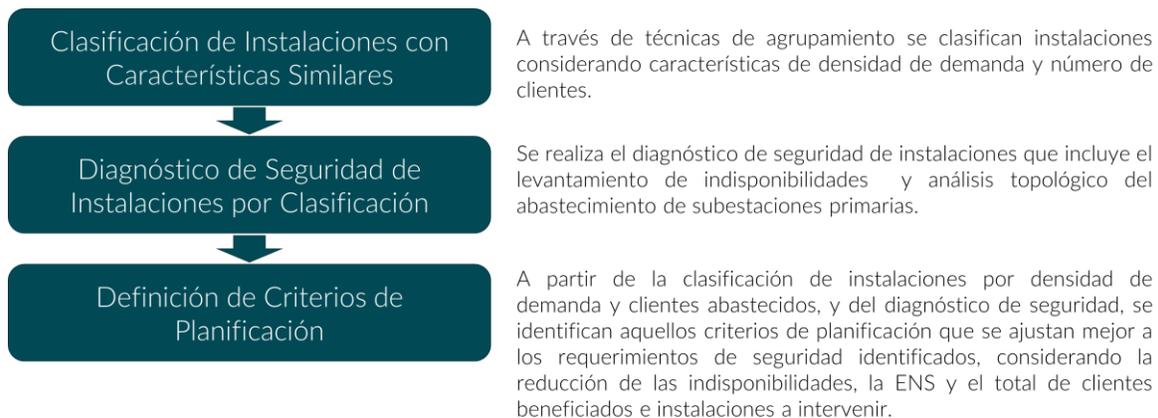


Figura 4-18 Etapas Estandarización de Criterios.

4.2.3.1 Clasificación de Instalaciones

Para clasificar las instalaciones se utilizan como insumos las características de número de clientes abastecidos, demanda punta y densidad de demanda por cliente en cada subestación primaria de distribución.

Estas características se analizan a través de un algoritmo de clusterización denominado K-Means, que utiliza un proceso iterativo en el que va ajustando cada clasificación, hasta alcanzar el mínimo aceptable de diferencias entre los miembros de cada clasificación a través de la resolución de un problema de optimización.

Finalmente, a través del criterio experto, se van ajustando los parámetros del modelo de optimización, de manera de eliminar outliers.

El resultado de la clusterización en el espacio tridimensional de clientes, demanda y densidad de demanda por clientes se muestra en la figura 4-19, y un resumen en la tabla 4-3, además se muestra un esquema georreferencial de lo anterior en la figura 4-20.

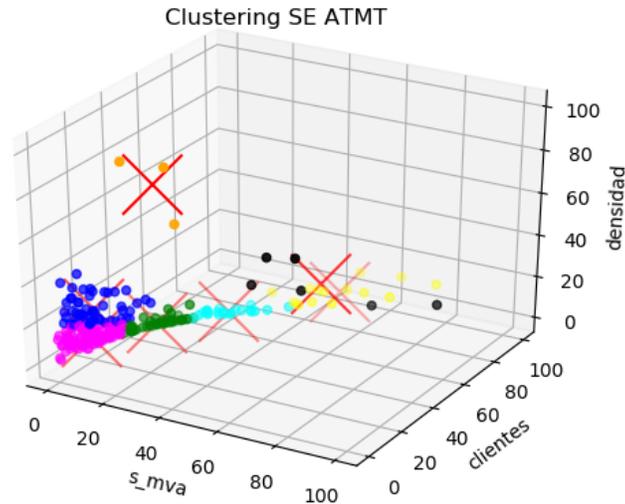


Figura 4-19 Agrupación de subestaciones primarias.

Tabla 4-3 Resumen de Clasificaciones de Subestaciones Primarias.

Zona	Características Generales
Zona Gran Densidad de Demanda	<ul style="list-style-type: none"> • 5 SSEE primarias. • Concentra 4% de los clientes.
Zona Gran Densidad de clientes	<ul style="list-style-type: none"> • 13 SSEE primarias. • Concentra 23% de los clientes.
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	<ul style="list-style-type: none"> • 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes.
Zona de Baja Densidad	<ul style="list-style-type: none"> • 198 SSEE primarias. • Concentra 29% de los clientes.



Figura 4-20 Esquema georreferencial de clasificación de subestaciones primarias.

4.2.3.2 Diagnóstico de Seguridad de Zonas Definidas

El diagnóstico de seguridad permite identificar la criticidad y diferencias de seguridad entre miembros de una misma clasificación.

El diagnóstico se basó en identificar el número de rutas de suministro (tramos de línea y subestaciones) posible para cada subestación primaria de distribución, y el levantamiento de indisponibilidades de suministro por instalación.

De esta forma aquellas subestaciones primarias con más rutas de suministro o enlaces poseen una mayor seguridad, lo que debe ser coherente con las indisponibilidades en cada instalación.

A continuación, se muestra un diagnóstico relativo del nivel de seguridad en los sistemas clasificados por zona, donde la Zona de Densidad Media y de Capitales Regionales, muestra las mayores variabilidades dentro de los miembros de una misma zona, es decir que existe un conjunto de subestaciones con características similares, pero con distintos estándares de confiabilidad.

Tabla 4-4 Resumen del diagnóstico relativo de seguridad por zona.

Zona determinada	Diagnóstico de seguridad actual	Diagnóstico de seguridad relativa de miembros	Diagnóstico de indisponibilidad	Cientes servidos
Zona Baja	-	-	-	29%
Zona Media/Capitales	--	--	-	44%
Zona Alto Número de Clientes	+	+	+	23%
Zona Alta Demanda	++	++	+	4%

De este diagnóstico también se desprende la prioridad del análisis de los sistemas clasificados como de Densidad Media y de Capitales Regionales, ya que concentran al 44% del total de clientes identificados y tienen un estándar de seguridad general inferior.

4.2.3.3 Determinación de criterios de seguridad

Para determinar los criterios coherentes a los requerimientos de seguridad de cada miembro en cada zona identificada, se hizo un levantamiento del estado actual de cada zona, de las diferencias de estándar de seguridad entre los miembros, el impacto y necesidad de elevar el estándar de acuerdo con la importancia relativa de las densidades de demanda y clientes abastecidos y finalmente se asignó aquellos criterios que se ajustaban mejor al requerimiento identificado.

De lo anterior, se identifican los siguientes criterios coherentes con las necesidades de confiabilidad de cada instalación en cada zona clasificada.

Zona	SSEE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT	Resiliencia ⁴
Zona Gran Densidad de Demanda: <ul style="list-style-type: none"> • 5 SSEE primarias. • Concentra 4% de los clientes. 	N-1 Evaluar impacto N-1-1	N-1 Evaluar impacto N-1-1	Potencia Firme	Evaluar impacto de contingencias extremas

⁴ Contingencias producto de eventos de alto impacto tipificados.

Zona	SSEE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT	Resiliencia ⁴
Zona Gran Densidad de clientes: <ul style="list-style-type: none"> • 13 SSEE primarias. • Concentra 23% de los clientes. 	N-1 Evaluar impacto N-1-1	N-1 Evaluar impacto N-1-1	Potencia Firme	Evaluar impacto de contingencias extremas
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales: <ul style="list-style-type: none"> • 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes. 	N-1	N-1	Potencia Firme	-
Zona de Baja Densidad: <ul style="list-style-type: none"> • 198 SSEE primarias. • Concentra 29% de los clientes. 	N	N	-	-

5 DIAGNÓSTICO

5.1 ANÁLISIS GLOBAL SISTEMA NACIONAL

5.1.1 CONSIDERACIONES PRINCIPALES DE LA MODELACIÓN

Para la realización de los análisis del sistema de transmisión nacional es necesario definir una proyección de crecimiento de demanda, de incorporación de nueva oferta de generación y otras variables relevantes, que en conjunto conforman un escenario futuro. Sin embargo, teniendo presente que el conjunto de obras que se propongan finalmente a la Comisión Nacional de Energía debe responder a las necesidades del sistema de manera robusta, es que se generaron los 5 escenarios detallados en el Capítulo 4 de este documento.

Estos escenarios fueron simulados en el software multiembalse y multinodal PLP, de propiedad del Coordinador y habitual en el desarrollo de análisis económicos de largo plazo.

A continuación, se detallan todos los elementos presentes en el escenario, para posteriormente comentar los resultados de uso del sistema y su evaluación económica.

5.1.1.1 Horizonte y Modelación de la Demanda

Los casos analizados abarcan un horizonte de 20 años, comenzando en abril de 2021 y terminando en marzo de 2041. Además, para evitar que las condiciones de borde definidas al final del horizonte generen distorsiones en la dinámica de embalses, se añaden tres años de relleno (es decir, el período abril 2041 - marzo 2044).

La demanda utilizada corresponde a los escenarios medio y alto determinados por el Coordinador. En esencia, se operó un modelo econométrico que recoge proyecciones de variables macroeconómicas, de crecimiento poblacional, intención de nuevos proyectos de consumo por parte de grandes clientes, electromovilidad y eficiencia energética, por mencionar algunos. El detalle de la proyección se presenta en la sección 3.2 de este documento.

En relación con la implementación de la demanda en el modelo PLP, esta se distribuyó en etapas mensuales con 10 bloques por etapa. De los bloques, los 5 primeros representan demandas días, los que se formaron a partir de una curva de duración que agrupa sólo las horas que poseen inyección solar. Los 5 bloques restantes se generaron a partir de una curva de duración con las horas noche, que son las que están en ausencia de inyección solar. Por consiguiente, estas curvas son ad-hoc a cada mes, para representar la estacionalidad del recurso solar.

5.1.1.2 GENERACIÓN

La matriz de generación utilizada en cada escenario fue actualizada al 31 de agosto de 2021. Los proyectos pueden ser categorizados en los siguientes grupos:

- **Proyectos en Operación:** Todos aquellos entregados a explotación comercial al 31 de agosto de 2021.
- **Proyectos en Construcción:** Corresponden a todas las centrales que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en los Decretos Exentos que dicha institución genera. En este caso, se consideró hasta la RE-327/2021 (agosto-2021).
- **Proyectos comprometidos por licitación de suministro:** Centrales de generación cuya construcción ha sido declarada para respaldar una oferta de desarrolladores en licitaciones de suministro de demanda para clientes regulados, gestionadas por la CNE. Los proyectos incorporados en este escenario fueron declarados en la RE-304/2020, de diciembre de 2020.
- **Proyectos con etapa avanzada de conexión:** Corresponden a proyectos en una etapa previa a la declaración en construcción de la CNE, de los cuáles tienen registro los departamentos de Acceso Abierto y Conexiones del Coordinador. Su utilización permite distribuir en la red de transmisión las intenciones concretas de desarrollo de proyectos en conjunción a los potenciales renovables catastrados. Los proyectos de esta categoría cumplen criterios claramente definidos en los informes de Propuesta de Expansión de la Transmisión y para este caso, fueron actualizados al 31 de agosto de 2021.
- **Proyectos de co-optimización:** Centrales de generación obtenidas vía un proceso de optimización conjunta de transmisión y generación. Responden a aquella matriz de generación que resulta óptima para dar suministro a la demanda, habida cuenta de los valores de inversión de las distintas tecnologías, proyección de demanda, costos de combustibles, grado de oposición ciudadana al desarrollo de proyectos, matriz hidrológica, entre otros.

El detalle completo de proyectos, resultado de la co-optimización, con su respectiva tecnología y categoría aquí mencionada, se presenta en el Apéndice I.

5.1.1.3 CURVA DE DESCARBONIZACIÓN

Para representar la salida de centrales de generación a carbón, se incorporó dos bloques de fechas:

- Centrales con fecha de salida comprometida. Son las centrales que constan en el plan Zero Carbón del Ministerio de Energía.
- Centrales con fecha de salida estimada. Para aquellas centrales que aún no definen una fecha de salida, se utilizó el tren de descarbonización base de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, planteado en la Figura 5-1.

Los escenarios utilizan una de las dos proyecciones, de acuerdo con la matriz de conformación de escenarios de la sección 3.1.

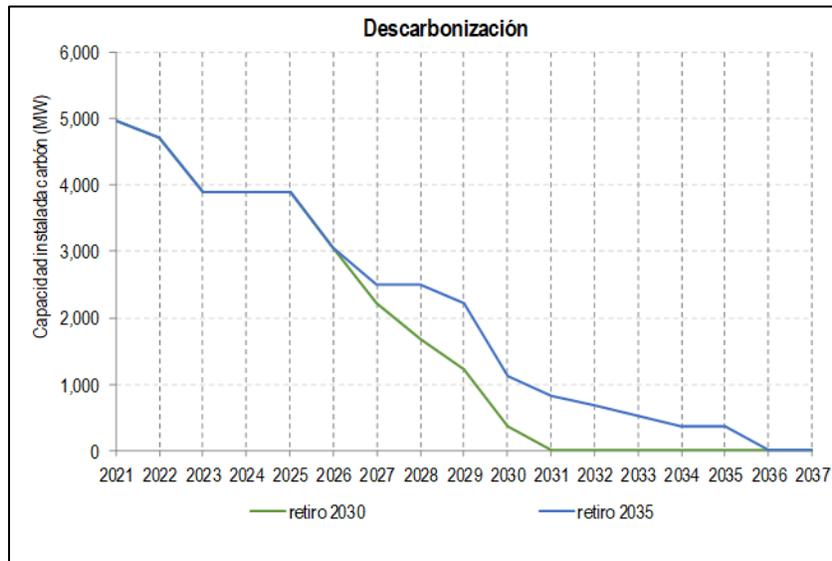


Figura 5-1. Trenes de descarbonización, PELP 2023-2027.

5.1.1.4 COSTOS DE COMBUSTIBLE Y DISPONIBILIDAD DE GNL

Los costos de combustible utilizados en este proceso, tanto para el carbón, como el GNL y el diésel, fueron obtenidos del Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo de la CNE, de julio 2021.

Particularmente, para el GNL, el Coordinador generó una proyección alta a partir de factores de modulación aplicados al Costo Variable Combustible.

El criterio para fijar la disponibilidad de GNL que tendrá la matriz en el largo plazo también fue extraído de dicho estudio, donde básicamente se considera que las centrales que dispondrían de combustible son Candelaria 1 y 2, Quintero 1 y 2, Kelar, CTM2, Nehuenco I y II, Nueva Renca, Tocopilla U16 y el complejo San Isidro.

Para la referencia, considere la Figura 5-2 a continuación, que gráfica y tabula los costos variables incorporados a PLP, bajo la unidad de USD/MWh.

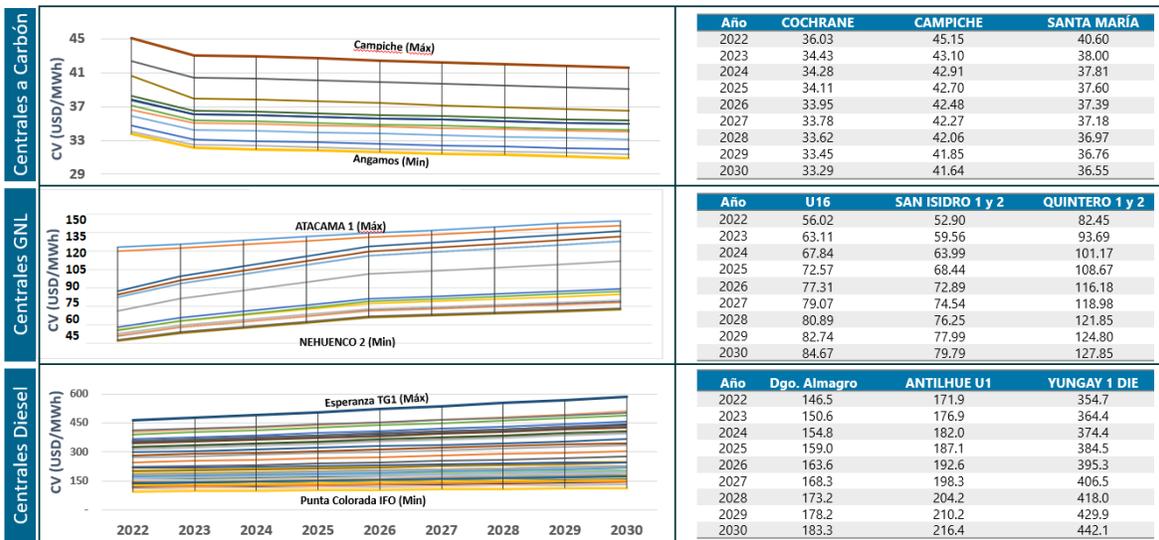


Figura 5-2. Precios de Combustible.

5.1.1.5 MATRIZ HIDROLÓGICA

El escenario se simuló bajo un esquema de matriz hidrológica sesgada, que permiten representar de mejor forma el cambio climático que está enfrentando el país, utilizando sólo los últimos 25 años del registro histórico que maneja el Coordinador. A partir de dichos 25 años hidrológicos, se constituyeron 25 series hidrológicas que comienzan en cada uno de los años mencionados, para posteriormente concatenarlos secuencialmente, en orden cronológico.

La explicación metodológica se encuentra en la sección 4.1 de este documento.

5.1.1.6 RED DE TRANSMISIÓN

La red de transmisión modelada para estos efectos corresponde a un grafo de 300 barras y 400 líneas. Incorpora todas las obras del sistema de transmisión nacional existentes y en construcción, de acuerdo con la resolución CNE de agosto de 2021, a la vez que los proyectos presentes en los decretos de expansión de transmisión del Ministerio de Energía, los cuales corresponden incluso al Plan de Expansión de la Transmisión 2020.

5.1.2 ANÁLISIS DE CONGESTIONES

Para tener una correcta interpretación de los eventos de congestión en el sistema nacional, es necesario tener a la vista la información de los principales proyectos de expansión contemplados en las bases de datos simuladas y que tienen impacto sobre las capacidades máximas de tramos de transmisión, así mismo, el modo en que se va incorporando nueva generación en las distintas zonas del país. Para este último cometido, se tomará como referencia el escenario B, sin perjuicio de que el Apéndice I refleja la caracterización de cada uno de los 5 escenarios estudiados.

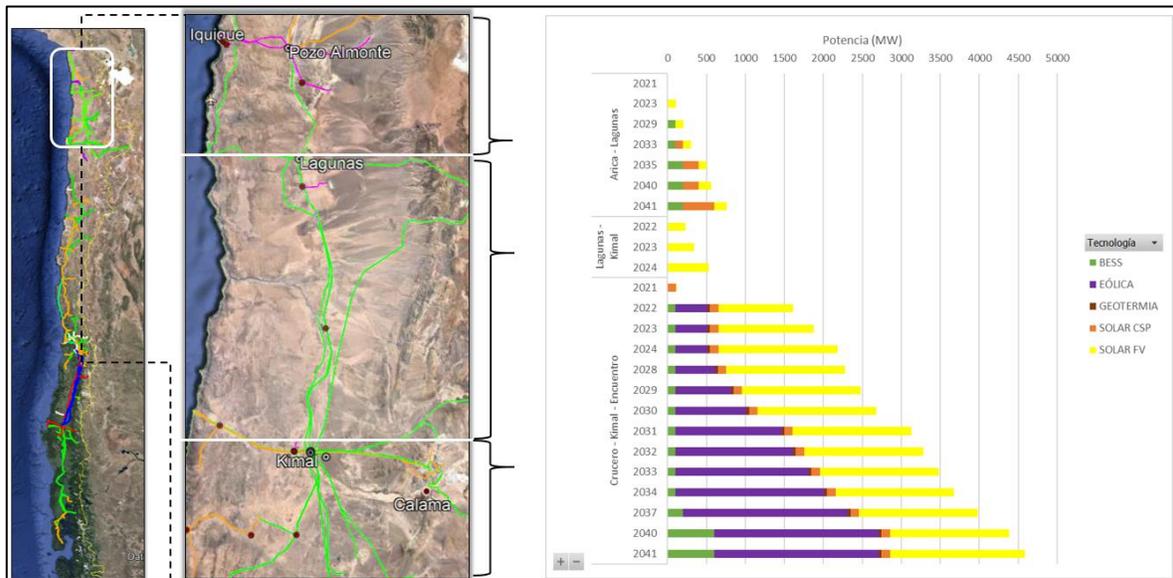


Figura 5-3. Ingreso de Generación Adicional, Zona Arica - Kimal.

Considere la Figura 5-3, en la cual se entrega una visualización de los aumentos de potencia disponible para despacho. En esta zona predomina la incorporación de centrales eólicas y solares fotovoltaicas, sin embargo, también aparecen centrales geotérmicas (proyecto de aumento de capacidad en central Cerro Pabellón), CSP y algunos módulos de baterías, sugeridos por el modelo de co-optimización. Complementa esta información la Tabla 5-1, que indica los aumentos de capacidad producto de incorporación de proyectos de expansión de la transmisión nacional.

Tabla 5-1. Principales Aumentos de Capacidad Transmisión Nacional, Zona Arica – Kimal.

Corredor	Año	Cap. Inicial (MW)	Cap. Final (MW)
220 kV Parinacota – Cóndores - Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte	2022	183	230
2x220 kV Kimal – Laberinto	2023	293	500
2x220 kV Frontera - Ana María – María Elena – Kimal	2024	180	540
Nueva Lagunas 500/220 kV 750 MVA y 2X500 KV Nueva Lagunas – Kimal 1700 MVA	2028	-	750
1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte	2029	183	500
HVDC Kimal – Lo Aguirre	2029	-	3000

De este modo, considere la Tabla 5-2, que da cuenta de las congestiones percibidas en el Escenario B o referencial de este Diagnóstico. Téngase presente que el cálculo de congestiones se determina a partir de las 25 series hidrológicas simuladas, obteniendo con ellas promedios anuales de congestión, los cuáles pueden visualizarse con mayor detalle a partir de las gráficas de utilización esperada, medidas en percentiles, que se encuentran al interior de cada una de las zonas analizadas en lo sucesivo del informe.

Los estados en la Tabla 5-2 corresponden a:

Verde: Sin congestión.

Amarillo: Congestión de 0% a 5% del tiempo

Naranja: Congestión de 5% a 15% del tiempo

Rojo: Congestión mayor a 15% del tiempo

Tabla 5-2. Congestionadas Esperadas, Zona Arica – Kimal.

Líneas	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Andes220->Likantantai220			7%	8%	14%	13%	13%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	6%	6%	7%	7%	6%	6%
Cumbre500->Parinas500		0%		0%	1%	25%	29%								0%					
Encuentro220->Kimal220	0%	1%	1%	2%	0%															
Kimal500->Kimal220	0%	0%				3%														
MaríaElena220->Kimal220	5%	8%	6%																	
Salar220->Calama220	0%																			
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500												0%								
Crucero220->Kimal220		0%						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
ElCobre220->EsperanzaSING220															0%	1%	1%	1%	2%	3%
Andes220->NuevaZaldivar220	9%	13%	2%																	
NuevaLagunas500->NuevaLagunas220							29%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cumbre500->LosChangos500	0%																			

Se aprecia una congestión en la línea 2x220 kV Andes – Likantantai, asociada al potencial eólico de la zona, similar explicación encuentra la saturación del corredor 2x500 kV Cumbre – Parinas. Otros escenarios indican algunas congestiones adicionales, sin embargo, todas para la próxima década, muy asociadas a la forma en que se distribuyó la generación en esta zona, por consiguiente, se hará foco en las aquí mencionadas. Hay a partir de esa señal una necesidad de evacuación de potencial eólico eficiente que revisar mediante propuestas de expansión.

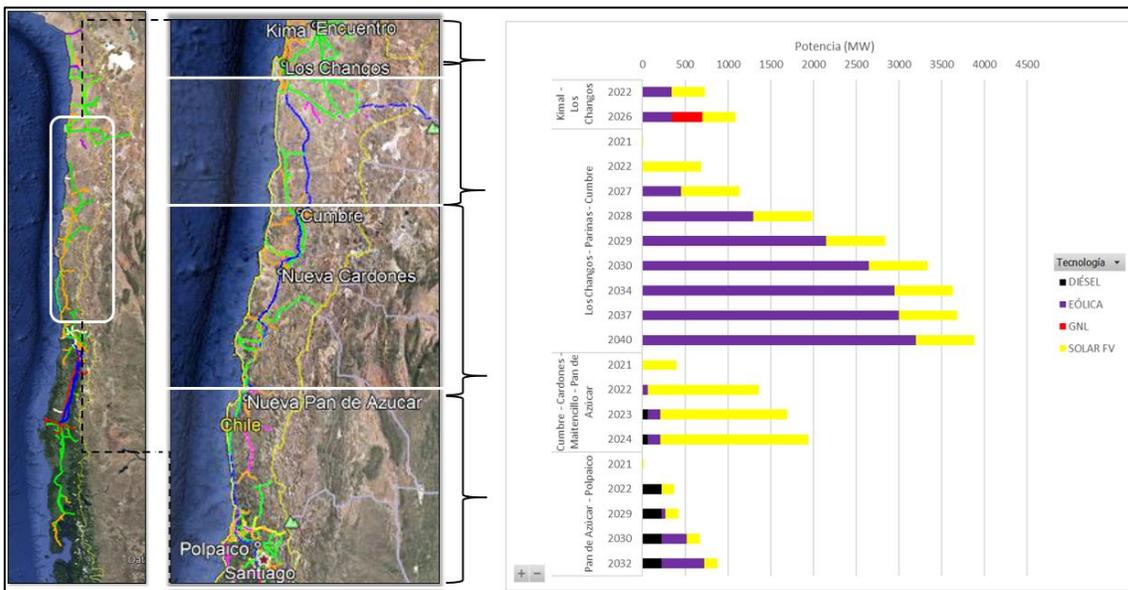


Figura 5-4. Ingreso de Generación Adicional, Zona Kimal – Polpaico.

La zona Kimal – Polpaico, reseñada en la Figura 5-4, destaca por una incorporación eólica que busca hacerse cargo del potencial que se encuentra en el entorno de la futura S/E Parinas. Estos aumentos de potencia se gatillan a partir del año 2027, de acuerdo con el proceso de co-optimización generación transmisión que dio lugar a este escenario. Luego, en la Tabla 5-3 se presentan los principales aumentos de capacidad producto de obras de expansión ya decretadas y en proceso de materialización.

Tabla 5-3. Aumentos de Capacidad Transmisión Nacional, Zona Kimal – Polpaico.

Corredor	Año	Cap. Inicial (MW)	Cap. Final (MW)
2x220 kV Maitencillo – Nueva Maitencillo	2021	750	1600
Nueva Maitencillo 500/220 kV	2022	750	1500
2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres	2022	-	580
2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar	2023	-	580
S/E Parinas 500/220 kV	2024	-	750
2x220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar	2025	350	580

Con todo lo anterior, el perfil de congestiones esperado para las líneas presentes en esta zona se presenta a continuación.

Tabla 5-4. Congestiones Esperadas, Zona Kimal – Polpaico.

Líneas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Cardones220->SanAndres220		5%	6%	2%	1%	1%	0%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	2%	3%	3%	3%	3%
DonGoyo220->PAzucar220	1%	0%										0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
LoAguirre500->Polpaico500		0%	1%	1%	1%	2%	1%	0%													
NvaMaitencillo220->Maitencillo220	9%																				
NvaMaitencillo500->NvaCardones500		0%	0%	0%	0%	24%	14%	2%													
NvaMaitencillo500->NvaMaitencillo220							0%														
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500		0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%							0%		0%	0%			0%
PAzucar220->PuntaColorada220			0%	0%	0%	0%															
Polpaico500->NvaPAzucar500	1%	19%	22%	27%	27%	22%	18%	18%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
PuntaColorada220->DonHector220	1%	2%	4%	17%	18%	9%															
Rapel220->AltoMelipilla220	0%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	10%	11%	10%	9%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	7%	7%	7%
SanAndres220->CarreraPinto220		1%	1%								0%	0%		0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	1%
LoAguirre220->CerroNavia220_I																					
AltoMelipilla220->LoAguirre220								0%													

Destacan dos congestiones ya reseñadas en procesos anteriores, en el corredor 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, las que se ven mitigadas a partir del año 2029 con la llegada del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. De igual manera, aparece una congestión en el entorno de Rapel 220 kV a partir del fin de esta década, relacionado con nuevos proyectos de generación.

El recorrido hacia la sur abarca hasta la zona de Ciruelos. Vemos que ya comienza a disminuir el potencial solar de nuevos proyectos, en tanto el entorno de Ciruelos ve gran expansión mediante proyectos eólicos. Aparecen también algunos proyectos hidroeléctricos de pasada, sin embargo, son aquellos que ya se encuentran en proceso de construcción, y por tanto, declarados mediante resoluciones de la Comisión Nacional de Energía. Un detalle con granularidad anual para el escenario de referencia, respecto a los nuevos ingresos de potencia eficientes, se presenta en la Figura 5-5, en tanto, de manera complementaria, en la Tabla 5-5, se indican los proyectos de expansión ya decretados, donde destaca la incorporación de un equipo SVC cuya principal función es aumentar las transferencias por el corredor Alto Jahuel – Ancoa, que dispone de 4 circuitos de 500 kV de tensión.

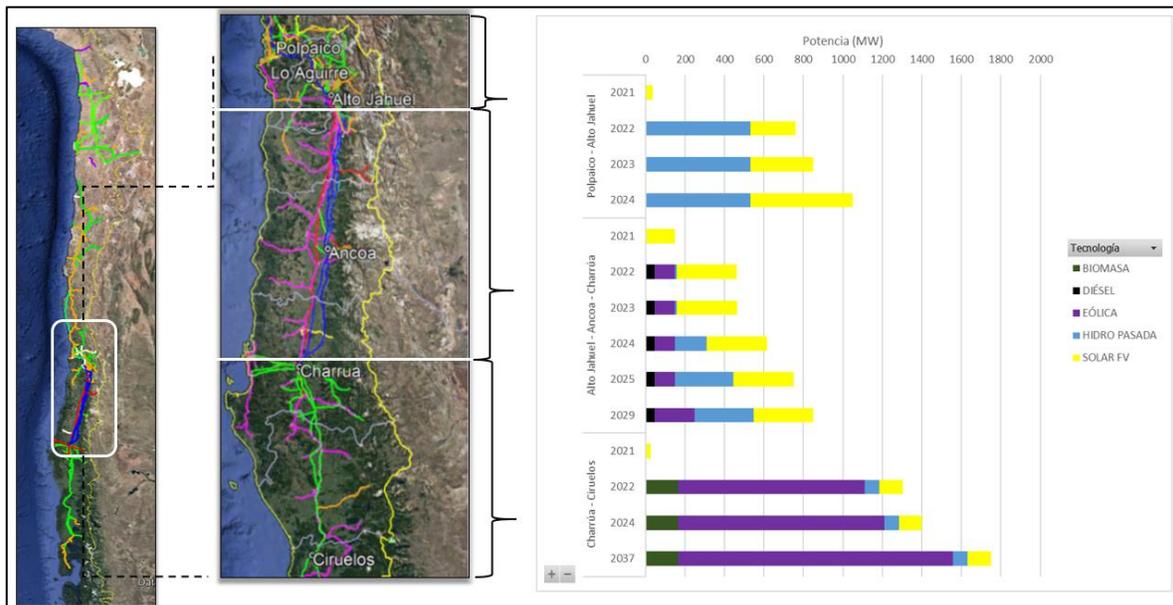


Figura 5-5. Ingreso de Generación Adicional, Zona Polpaico – Ciruelos

Tabla 5-5. Aumentos de Capacidad Transmisión Nacional, Zona Polpaico – Ciruelos.

Corredor	Año	Cap. Inicial (MW)	Cap. Final (MW)
2x220 kV Nueva Línea Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	2024	-	485
SVC Maipo	2024	750	1600
1x220 kV Charrúa – Mulchén (Seccionamiento Charrúa – Temuco)	2025	595	840

A partir de esta información, una lectura rápida de la utilización esperada no muestra mayores dificultades de evacuación por los circuitos de la zona, con bajos niveles de congestión. Sin embargo, esta situación debe ser verificada en otros escenarios, donde si se visualizó algún nivel mayor de utilización de estas líneas.

Tabla 5-6. CongestionEs Esperadas, Zona Polpaico – Ciruelos.

Líneas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
AltoJahuel500A->AltoJahuel500	0%	2%																			
Ancoa500->AltoJahuel500A		1%	0%			1%	0%	1%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	3%	2%	2%
Charrua154->LosAngeles154		0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Hualqui220->Charrua220										0%		0%	0%	0%	1%	1%					
Ancoa500->Ancoa220							0%														

Finalmente, el extremo sur contempla las líneas que arriban hacia Ciruelos, extendiéndose hasta la isla de Chiloé. En este sector se aprecia predominancia completa de centrales eólicas, las que, en términos de eficiencia económica, tal y como indica la Figura 5-6, se comenzarían a desarrollar a partir del año 2022, muy de la mano con las nuevas obras de transmisión que se espera se materialicen en la zona, conforme indica Tabla 5-7. De estos proyectos, destacan nuevos tramos de transmisión en estándar de 500 kV, energizados inicialmente en tensión de 220 kV.

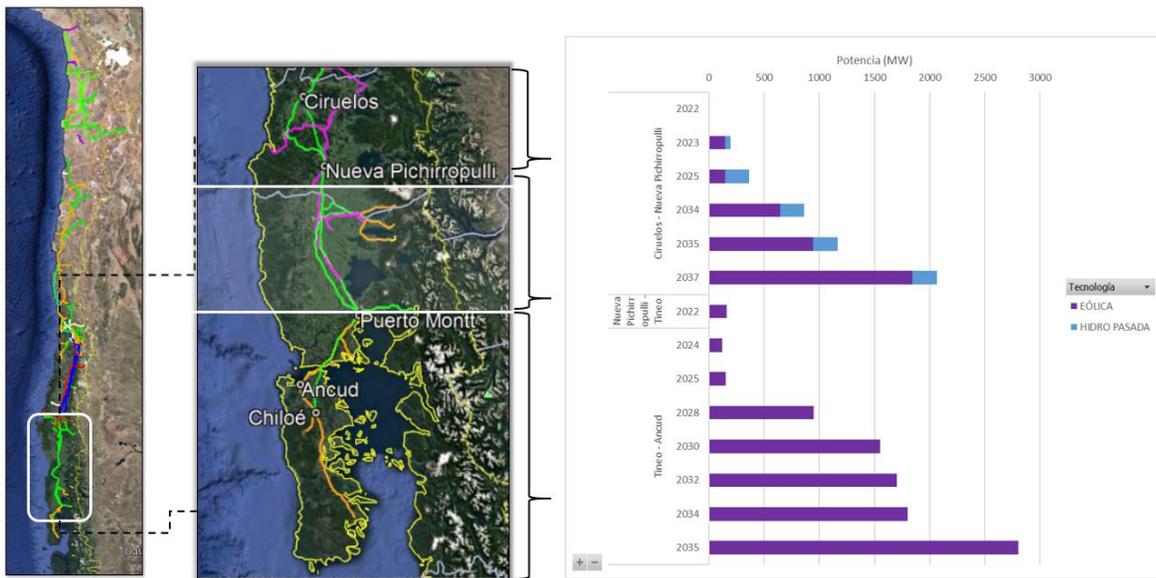


Figura 5-6. Ingreso de Generación Adicional, Zona Ciruelos - Chiloé.

Tabla 5-7. Aumentos de Capacidad Transmisión Nacional, Zona Ciruelos - Chiloé.

Corredor	Año	Cap. Inicial (MW)	Cap. Final (MW)
2x500 kV Pichirropulli – Tineo (Energizado en 220 kV)	2021	-	700
2x220 kV Cautín – Metrenco – Rio Tolten – Lastarria – Ciruelos	2022	193	420
Tineo – Puerto Montt 220 kV	2022	-	420
2x500 kV Tineo – Nueva Ancud (Energizado en 220 kV)	2023	-	700

Corredor	Año	Cap. Inicial (MW)	Cap. Final (MW)
2x220 kV Ciruelos – Pichirropulli	2030	-	750
2x500 kV Entre Ríos – Rio Malleco – Ciruelos (Estudio de Franjas - Energizado en 220 kV)	2030	-	750

Se aprecia que, a nivel de utilización del sistema, se visualizan congestiones en el entorno cercano de Ciruelos, toda vez que el potencial eólico indicado para la zona comienza a acercarse a 1 GW hacia mediados de esta década. Téngase presente que los nuevos tramos de transmisión fueron modelados en 220 kV de tensión.

Tabla 5-8. Congestiones Esperadas, Zona Ciruelos - Chiloé.

Líneas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
AltoJahuel500A->AltoJahuel500	0%	2%																			
Ancoa500->AltoJahuel500A		1%	0%			1%	0%	1%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	3%	3%	2%	2%
Charrua154->LosAngeles154		0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Ciruelos220->Lastarria220	13%		0%	1%	24%	27%	26%	47%	46%	6%	7%	7%	8%	11%	24%	25%	30%	32%	33%	36%	36%
Ciruelos220A->Ciruelos220			2%	7%	0%					4%	4%	4%	4%	8%	29%	28%	39%	39%	38%	37%	36%
Hualqui220->Charrua220										0%		0%	0%	0%	1%	1%					
Lastarria220->RioTolten220	9%	9%																			
LosAngeles066->Negrete066						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		0%	0%	0%	0%	0%			0%
Pichirropulli220->Valdivia220										3%	2%	3%	3%		0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Rahue220A->Pichirropulli220A	3%		3%	3%	0%					20%	18%	20%	18%	15%	10%	10%	1%	1%	0%	1%	0%
Rucue220->Charrua220		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Valdivia220->Ciruelos220A														35%	50%	50%	54%	53%	54%	54%	52%
PuertoMontt220->Melipulli220		1%	2%											0%	1%	3%	6%	12%	17%	22%	29%
Rahue220->FrutillarNorte220										3%	3%	3%	3%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Tineo220->PuertoMontt220		1%	0%																		
Charrua500->Charrua220A			0%	0%	0%	2%	2%	2%	6%	4%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	9%	8%	6%	6%	5%
Epuleufu066->Nahuelbuta066							0%	0%	0%	0%	0%			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Llanquihue220->Tineo220										1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	0%	1%	1%	0%	1%

Un detalle mayor del uso esperado del sistema de transmisión se presenta en el siguiente subcapítulo del informe, donde se revisan curvas de probabilidad de excedencia en las distintas áreas del sistema definidas a partir de los sistemas zonales.

5.1.3 ANÁLISIS DEL VERTIMIENTO

Para el desarrollo de un análisis del aprovechamiento de los recursos renovables variables se seleccionaron los 2024, 2026 y 2029, de tal forma que se visualizara el efecto de incorporación de centrales actualmente declaradas en construcción, con compromisos por licitaciones de suministro y aquellas que tienen procesos de conexión avanzados, posteriormente, en 2026, aquellos proyectos de transmisión relevantes en distintas zonas del país, para finalmente, en 2029, incorporar el efecto de la puesta en servicio del enlace HVDC en los flujos del sistema.

El análisis de cada año se realiza a nivel trimestral, donde se busca aquel bloque de la modelación, dentro de las 25 series hidrológicas simuladas, que contase con la mayor inserción ERV. Teniendo

por una parte el despacho eólico y solar a lo largo del sistema, junto con las disponibilidades⁵ de recurso para dicho bloque, se calcula el vertimiento como la diferencia directa de ambas variables.

Con esta información, en conjunto con las potencias instaladas para las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas, se construye el gráfico de la Figura 5-7, donde se contrastan todas las variables ya comentadas. Se aprecia que, conforme avanza la década, los vertimientos se reducen, o de manera equivalente, el sistema permite incorporar mayor inyección de centrales a base de energías renovables variables.

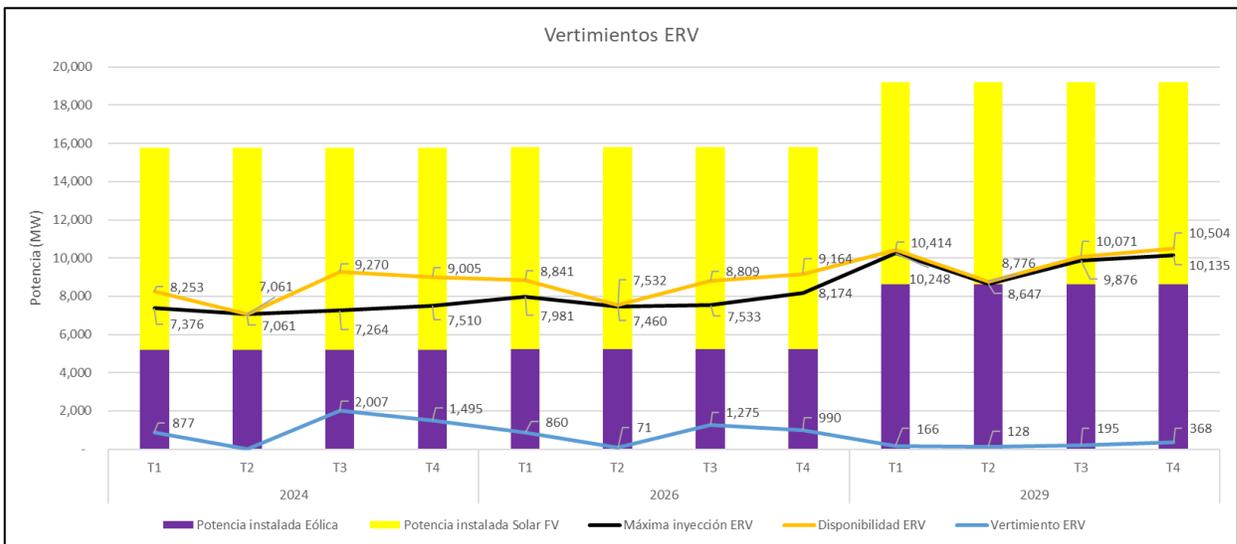


Figura 5-7. Vertimiento ERV

Ahora bien, para poder realizar una visualización con mayor detalle en las distintas zonas del país, téngase presente la Figura 5-8, en donde se compara el bloque de mayor inserción renovable durante los primeros trimestres de los años 2024, 2026 y 2029.

De la Figura 5-8 se desprende que el vertimiento de los años 2024 y 2026 es predominantemente solar, ubicado en la zona norte del país. Dicho vertimiento se reduce ostensiblemente con el ingreso de la línea HVDC al año 2029, donde comienza a aparecer un vertimiento en la zona sur, a partir del alto potencial que ya fue comentado en la sección anterior de este análisis del sistema nacional, y como se verá en la siguiente sección, también tiene una repercusión a nivel de los costos marginales promedios anuales que se esperan bajo este escenario de generación.

⁵ El cálculo de disponibilidades se realiza mediante perfiles eólicos y solares tipo, a partir de potenciales en los distintos puntos de emplazamiento, extraídos de los exploradores de acceso público de la Universidad de Chile. Dado que estas disponibilidades se determinan para todo el horizonte, con la finalidad de no sobre estimarla, se anulan las disponibilidades previas a la puesta en servicio de nuevas centrales eólicas y solares fotovoltaicas definidas en el escenario de generación en análisis.

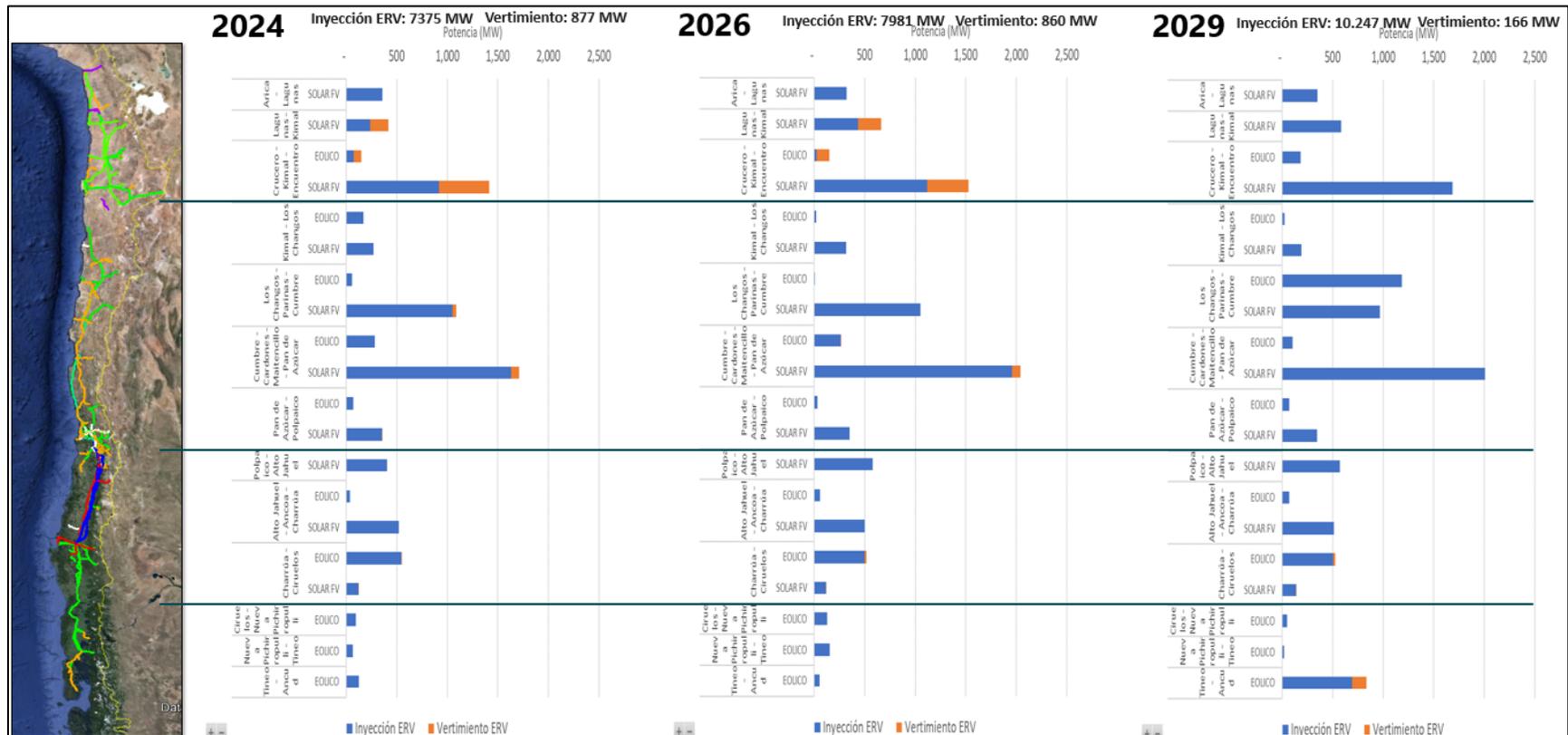


Figura 5-8 Inserción ERV y Vertimiento, por zona geográfica.

5.1.4 COSTOS MARGINALES PROMEDIO ANUALES

Una revisión del perfil de costos marginales esperados, con una agrupación vía promedios anuales, permite constatar también zonas del sistema que muestran algún descalce producto de congestiones, y, por consiguiente, la necesidad de refuerzos de transmisión. Para este fin, se seleccionaron 7 barras del sistema, a saber: Crucero 220 kV, Kimal 220 kV, Nueva Pan de Azúcar 220 kV, Polpaico 220 kV, Alto Jahuel 220 kV, Charrúa 220 kV y Puerto Montt 220 kV, las cuáles permiten trazar un eje norte – sur para evaluar la dinámica operativa del sistema de transmisión nacional.

Para cada una de estas barras, se calculan los promedios anuales y se generan curvas uniendo sus promedios, ordenando las barras según su ubicación geográfica de norte a sur. El ejercicio se realiza para la serie hidrológica más seca, entendiendo por esta aquella que totaliza la menor penetración de generación hidroeléctrica (centrales de embalse, serie y pasada) durante el horizonte de la modelación, así como también para la hidrología MEDIA, que es aquella que promedia los resultados de las 25 series modeladas.

Ambas situaciones presentan las mismas tendencias, con valores más altos en el caso del escenario seco. Téngase presente las dos figuras a continuación.

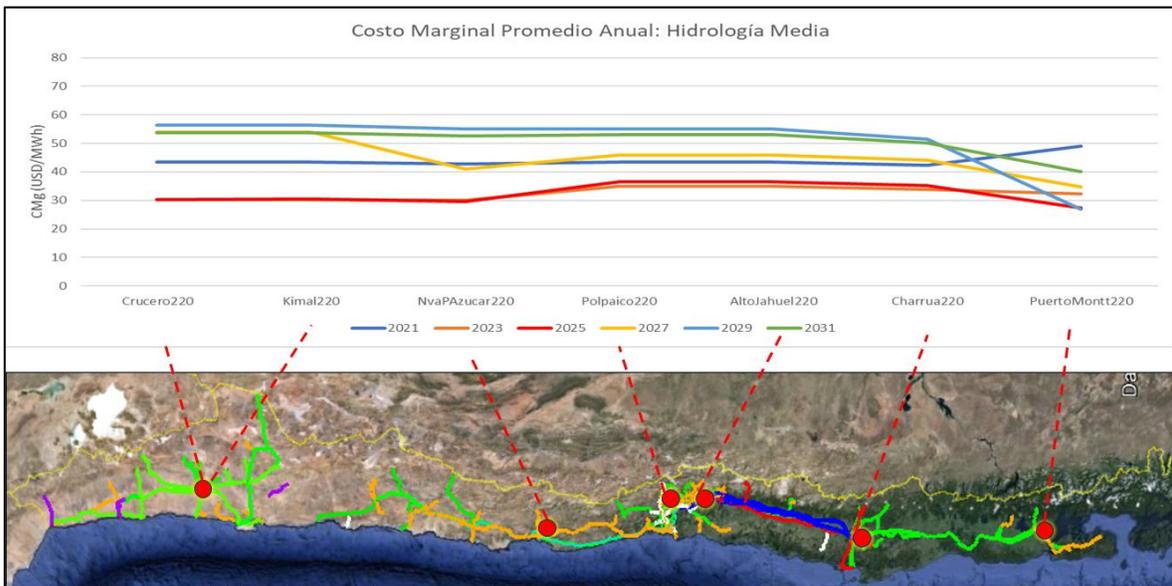


Figura 5-9 Costo Marginal Promedio Anual, Hidrología MEDIA.

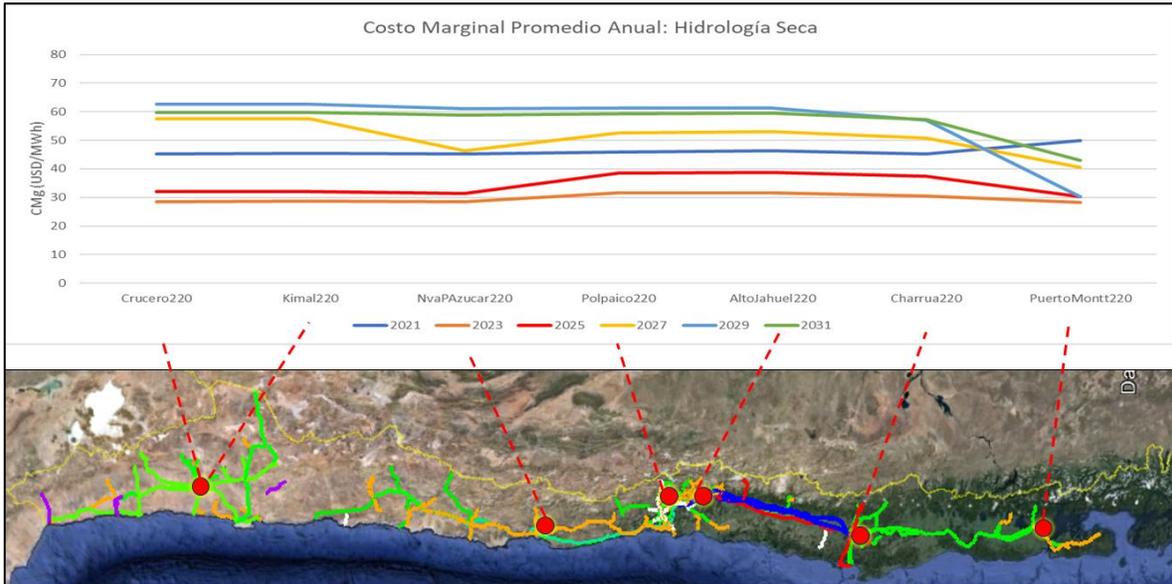


Figura 5-10 Costo Marginal Promedio Anual, Hidrología Seca.

En ambas configuraciones hidrológicas se advierte un descalce entre la zona de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, la cual se hace más evidente hasta la condición previa al ingreso del enlace HVDC, donde ya los costos marginales se homogeneizan entre estas dos barras. Así mismo, se aprecia un descalce previo al HVDC entre las zonas de Kimal y Nueva Pan de Azúcar, el cual se asocia a congestiones provocadas por el potencial eólico que ya se reseñó en análisis anteriores. Finalmente, hacia el término de la década, se hace más evidente un decrecimiento de los costos marginales hacia la zona sur del sistema, representada en estas gráficas mediante Puerto Montt 220 kV, cuyo motivo también dice relación con el potencial eólico de la zona, materializado en varias centrales de esta tecnología ubicadas en el entorno de Tineo 220 kV.

5.2 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.164.160 habitantes, lo que corresponde al 6,6% de la población total del país.

El sistema se ubica en el extremo norte del país y cubre una extensión de unos 980 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región de Arica y Parinacota.
- Región de Tarapacá.
- Región de Antofagasta.

La Figura 5-11 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Arica – Diego de Almagro.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 5-12. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la Tabla 5-9. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación y aquellas que se encuentran en construcción. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 2.500 km de extensión, las que presentan niveles de tensión de 500 y 220 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 27 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 390 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV, siendo predominantes las líneas de 110 kV con una longitud aproximada de 300 km. Por otro lado, el sistema zonal en general opera de forma radial y se abastece principalmente a través de líneas de 220 kV.



Figura 5-11. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Arica – Diego de Almagro.

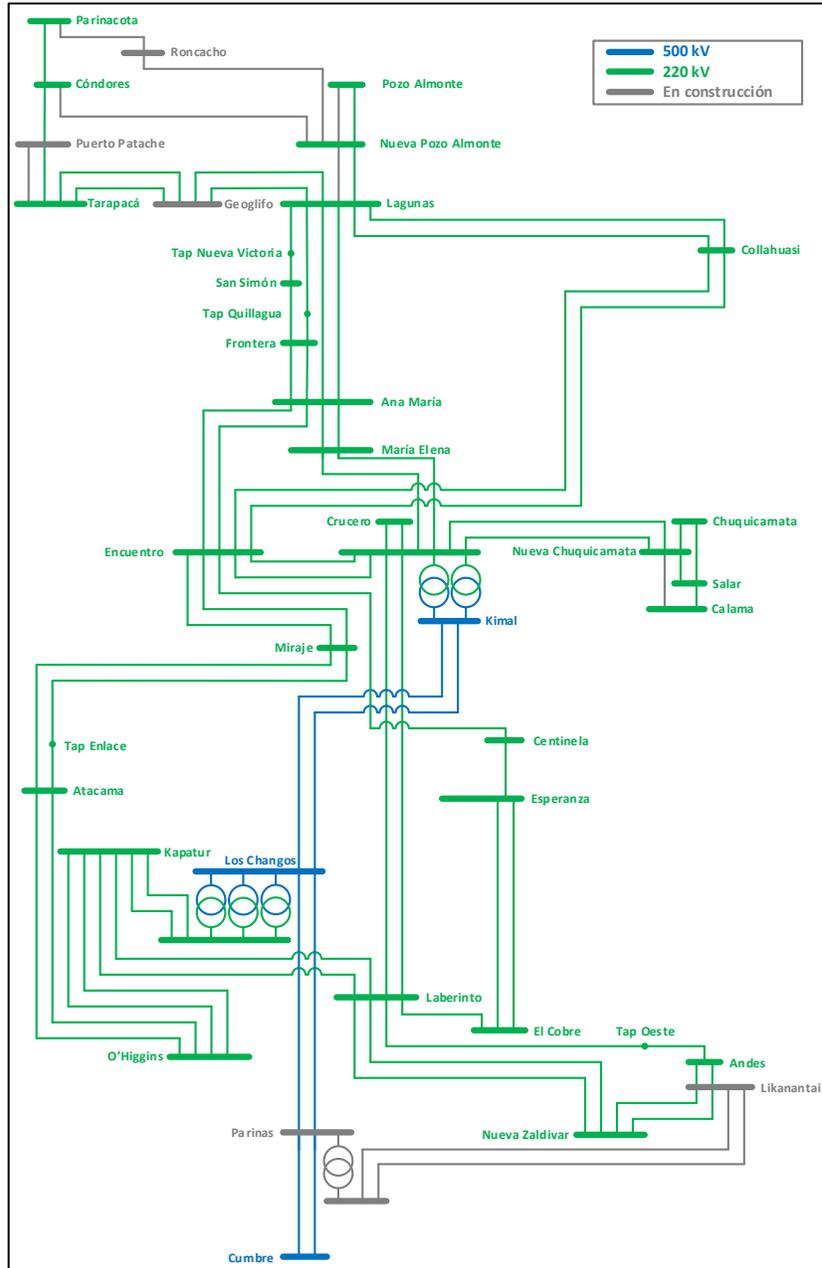


Figura 5-12. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Arica – Diego de Almagro.

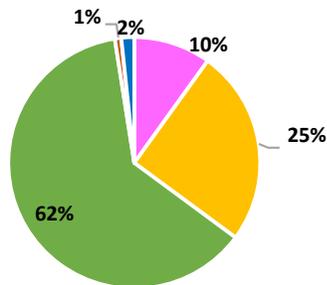
Tabla 5-9. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @25°C	Fecha PES
L. Ana María - Frontera	220	2	199	Existente
L. Ana María - Lagunas	220	2	315	Existente
L. Atacama - Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. Chuquicamata - Nueva Chuquicamata	220	1	391	Existente
L. Cóndores - Parinacota	220	1	166	Existente
L. Crucero - Kimal	220	2	896	Existente
L. El Cobre - Esperanza	220	2	262	Existente
L. Encuentro - Ana María	220	2	315	Existente
L. Encuentro - Centinela	220	1	255	Existente
L. Encuentro - Kimal	220	2	896	Existente
L. Encuentro - Miraje	220	2	324	Existente
L. Esperanza - Centinela	220	1	165	Existente
L. Geoglifos - Tarapacá	220	2	217	mar-22
L. Kapatur - Los Changos	220	2	1637	Existente
L. Kimal - Nueva Chuquicamata	220	2	516	Existente
L. Laberinto - El Cobre	220	1	255	Existente
L. Laberinto - Kapatur	220	2	255	Existente
L. Laberinto - Kimal	220	2	276	Existente
L. Laberinto - Nueva Zaldívar	220	2	293	Existente
L. Lagunas - Geoglifos	220	2	217	mar-22
L. Lagunas - Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Lagunas - Tap Nueva Victoria	220	1	211	Existente
L. Lagunas - Tap Quillagua	220	1	199	Existente
L. Likanantai - Andes	220	2	320	Existente
L. Likanantai - Nueva Zaldívar	220	2	320	Existente
L. Likanantai - Parinas	220	2	1700	ene-25
L. María Elena - Ana María	220	2	199	Existente
L. María Elena - Kimal	220	2	199	Existente
L. Miraje - Atacama	220	1	324	Existente
L. Miraje - Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. O'Higgins - Atacama	220	2	272	Existente

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @25°C	Fecha PES
L. O'Higgins - Kapatur	220	2	774	Existente
L. Pozo Almonte - Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Puerto Patache - Cóndores	220	1	166	ene-22
L. Salar - Calama Nueva	220	1	322	Existente
L. Salar - Chuquicamata	220	1	437	Existente
L. Salar - Nueva Chuquicamata	220	1	482	Existente
L. San Simón - Frontera	220	1	199	Existente
L. San Simón – Tap Nueva Victoria	220	1	290	Existente
L. Tap Quillagua - Frontera	220	1	199	Existente
L. Tarapacá - Puerto Patache	220	1	166	ene-22
Línea 2x220 kV Tarapacá - Puerto Patache, tendido del segundo circuito	220	1		ene-22
Nueva línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, tendido del primer circuito	220	1	297	ene-25
Nueva línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama, tendido primer circuito	220	1	260	nov-22
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido primer circuito	220	1	260	feb-22
Nueva línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito	220	1	260	feb-22
Nueva línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Roncacho, tendido primer circuito	220	1	260	feb-22
Nueva línea 2x220 kV Roncacho - Parinacota, tendido primer circuito	220	1	260	feb-22
L. Cumbre - Parinas	500	2	2037	Existente
L. Los Changos - Kimal	500	2	2375	Existente
L. Parinas - Los Changos	500	2	2037	Existente
Autotransformadores S/E Kimal	500/220/66	2	3x250/250/51	Existente
Autotransformadores S/E Los Changos	500/230/66	3	3x250/250/51	Existente
Autotransformador S/E Parinas	500/220	1	3x250/250	ene-24

La Figura 5-13 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 220 kV y 110 kV.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



■ 66 kV ■ 110 kV ■ 220 kV ■ 345 kV ■ 500 kV

Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

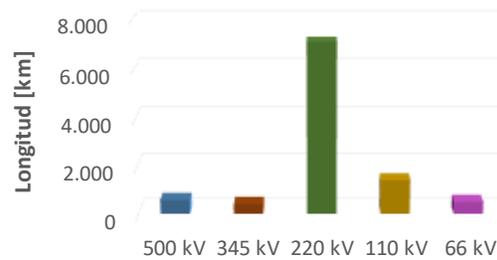


Figura 5-13. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Arica – Diego de Almagro.

Además, esta zona cuenta con un total de 10 transformadores de tres devanados, con niveles de tensión en los lados de alta de 220/110 kV, 220/66 kV y 110/66 kV.

En la Figura 5-14, se muestran los transformadores agrupados por capacidad de transformación y por niveles de tensión en los devanados de alta.

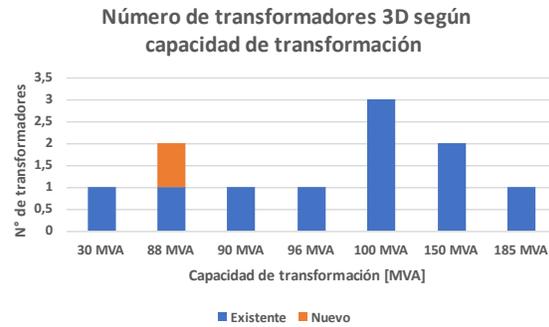
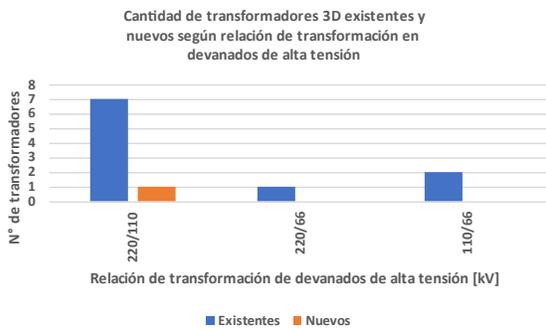


Figura 5-14. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la Figura 5-14, es instalado en la S/E Capricornio, el cual se espera entre en servicio a fines de 2021. Por otro lado, la potencia de transformación de estos equipos varía entre 30 y 195 MVA, donde el 69% supera los 80 MVA de

potencia de transformación, proporción que alimenta principalmente las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta y Calama.

Respecto a los transformadores AT/MT, se analizan 46 transformadores de distintos niveles de transformación, cuyas capacidades varían hasta los 50 MVA. En la Figura 5-15 se muestran los transformadores AT/MT clasificados por capacidad de transformación.

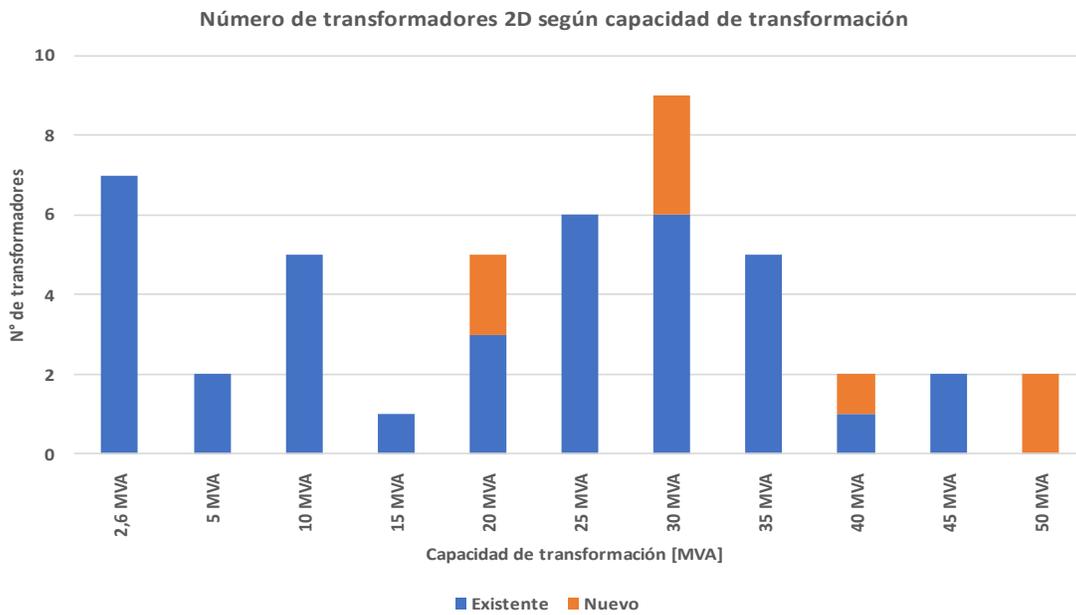


Figura 5-15. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

De la Figura 5-15 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 30 MVA, con la inclusión de un nuevo transformador de 50 MVA en la nueva S/E Guardiamarina que se estima que entra en servicio durante último trimestre del año 2021.

5.2.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la Figura 5-16 a la Figura 5-40, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Arica – Diego de Almagro. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

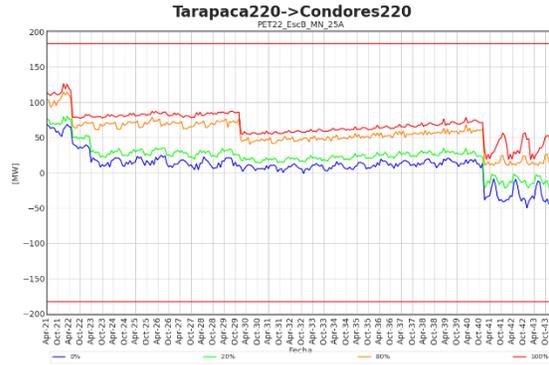


Figura 5-16. Utilización esperada tramo 220 kV Tarapacá - Córdoros.

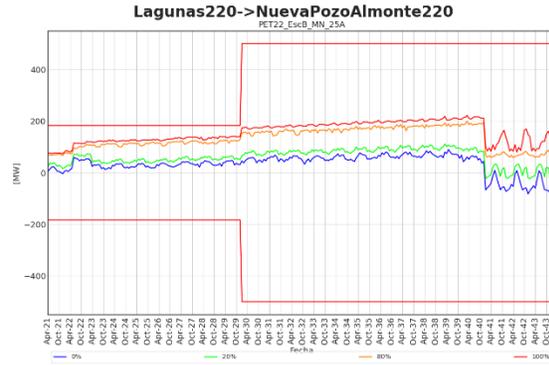


Figura 5-17. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte.

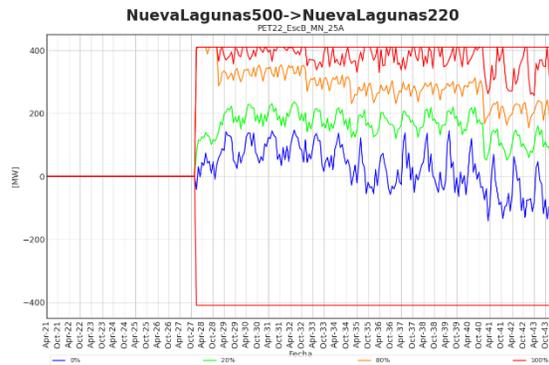


Figura 5-18. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Kímal.

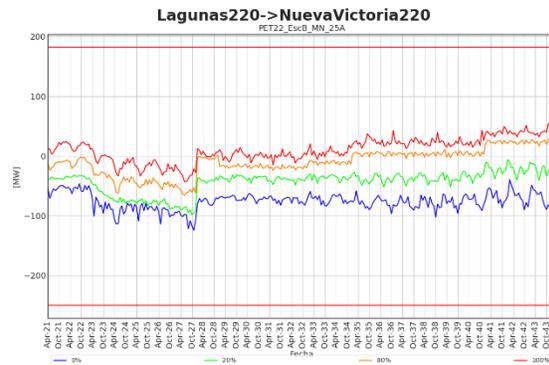


Figura 5-19. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Nueva Victoria.

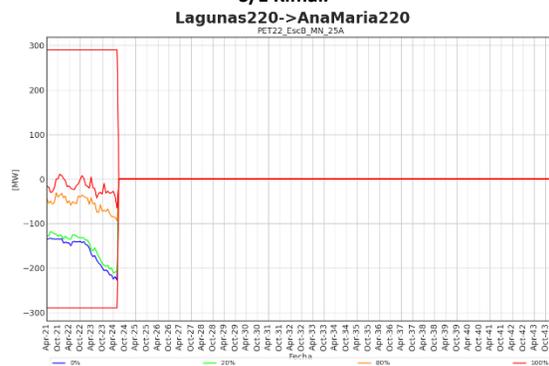


Figura 5-20. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Ana María.

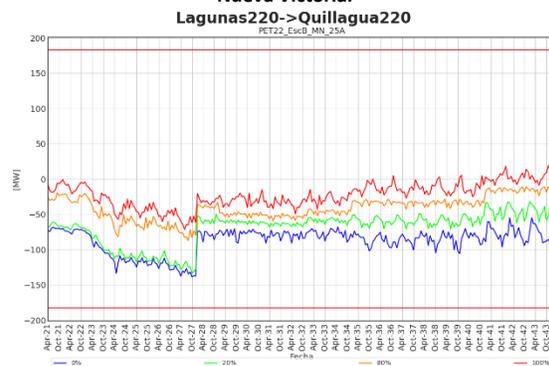


Figura 5-21. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Frontera.

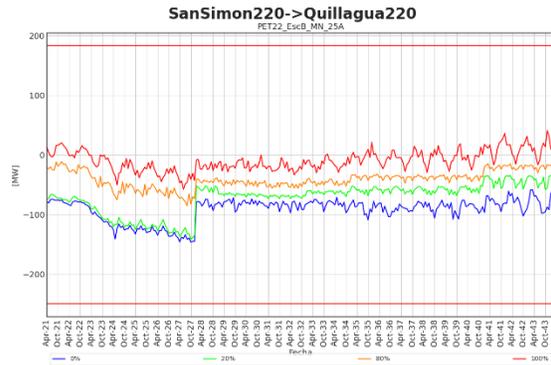


Figura 5-22. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – San Simón.

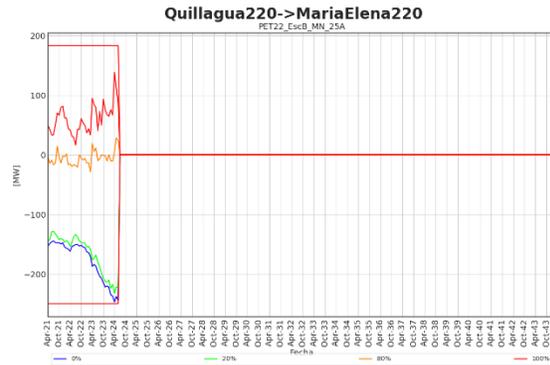


Figura 5-23. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – María Elena.

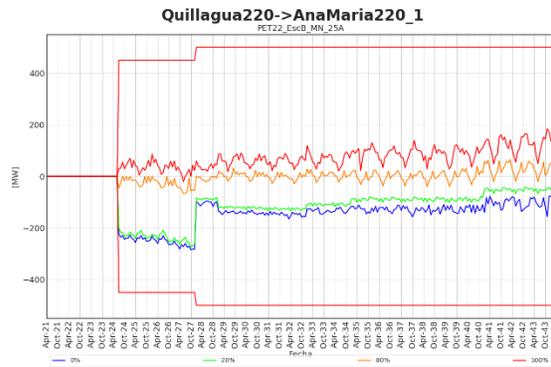


Figura 5-24. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – Ana María.

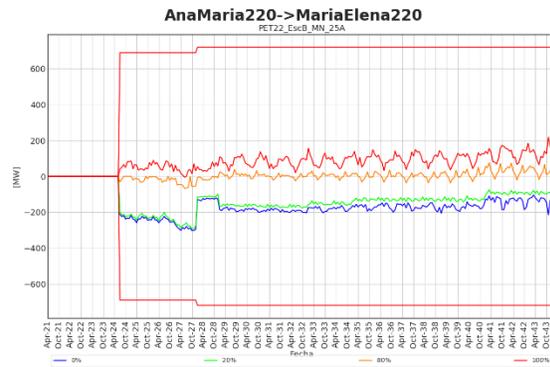


Figura 5-25. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María - María Elena.

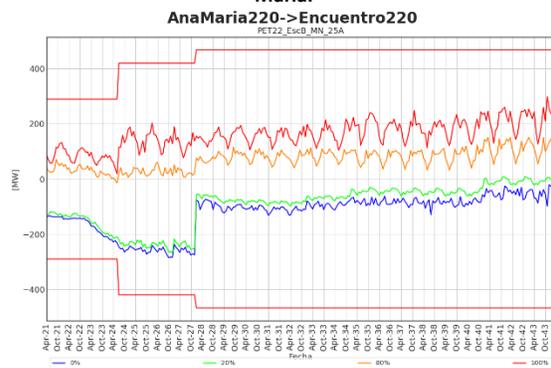


Figura 5-26. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María – Encuentro.

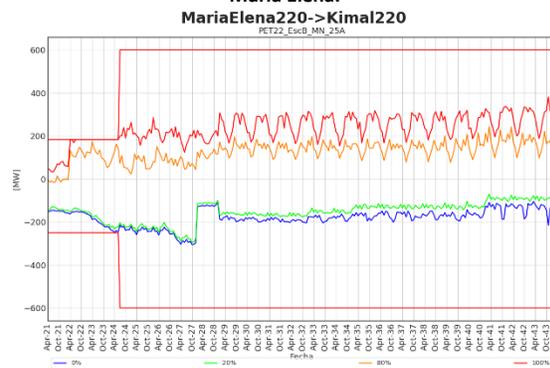


Figura 5-27. Utilización esperada tramo 220 kV María Elena - Kimal.

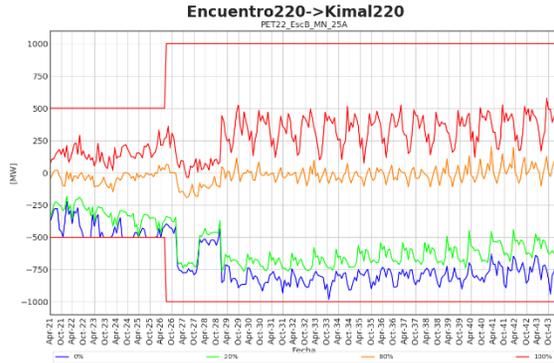


Figura 5-28. Utilización esperada tramo 220 kV Encuentro – Kimal.

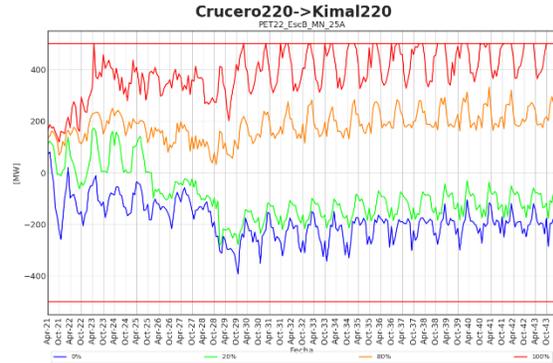


Figura 5-29. Utilización esperada tramo 220 kV Crucero - Kimal.

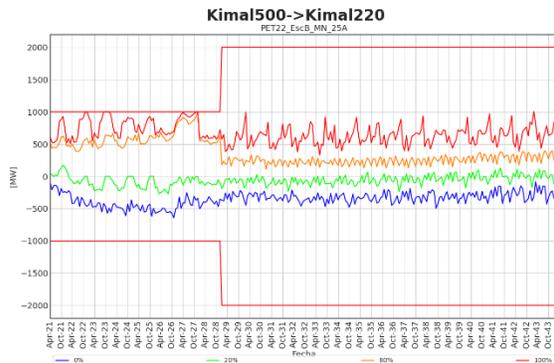


Figura 5-30. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Kimal.

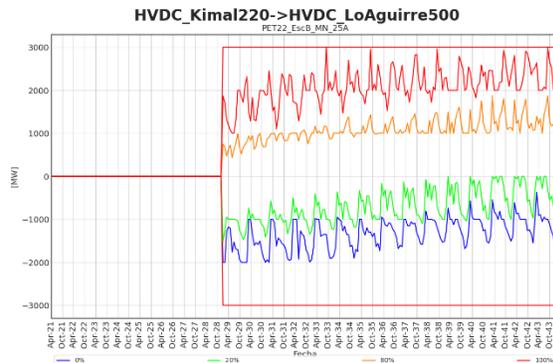


Figura 5-31. Utilización esperada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

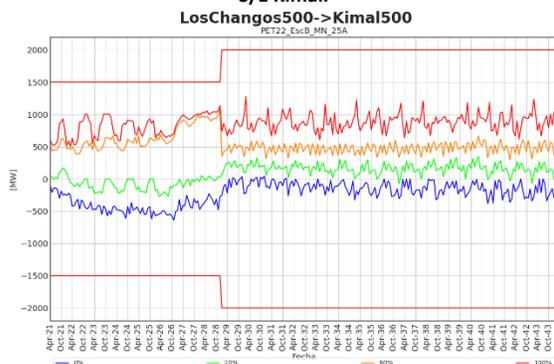


Figura 5-32. Utilización esperada tramo 500 kV Los Changos – Kimal.

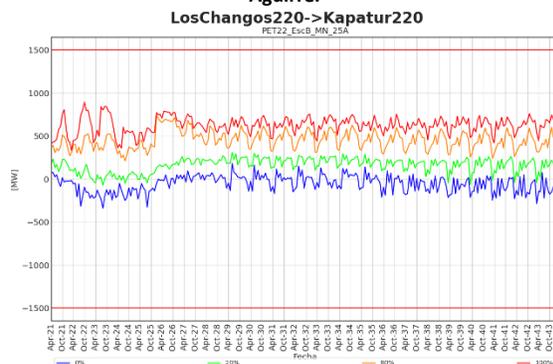


Figura 5-33. Utilización esperada tramo 220 kV Los Changos – Kapatur.

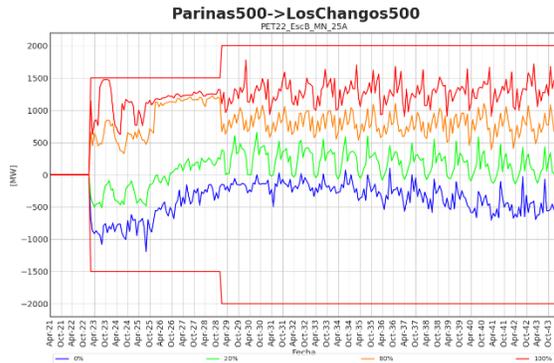


Figura 5-34. Utilización esperada tramo 500 kV Parinas – Los Changos.

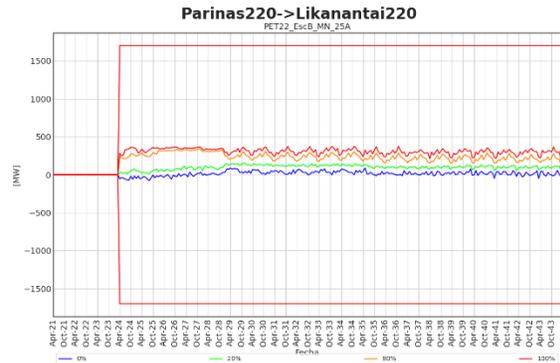


Figura 5-35. Utilización esperada tramo 220 kV Parinas – Likanantai.

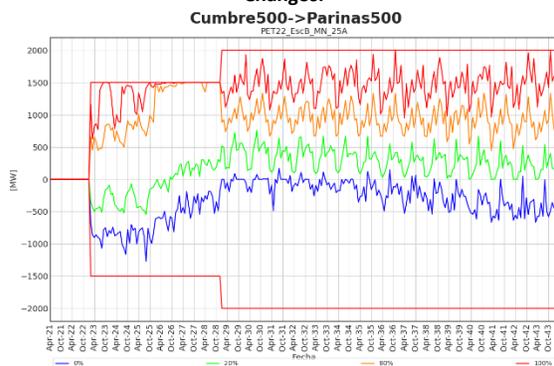


Figura 5-36. Utilización esperada tramo 500 kV Cumbre - Parinas.

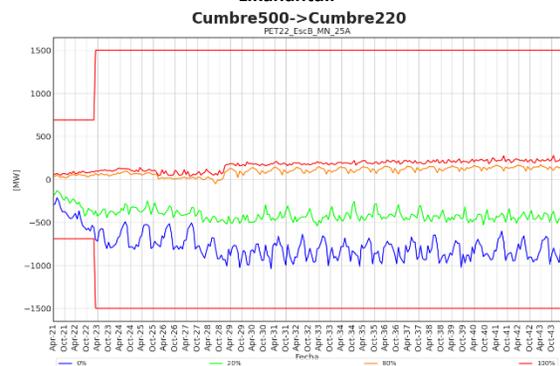


Figura 5-37. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Cumbre.

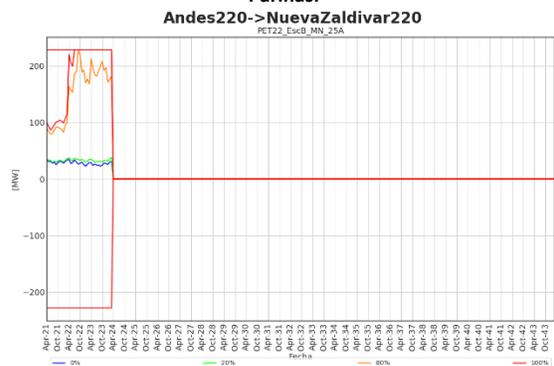


Figura 5-38. Utilización esperada tramo 220 kV Andes – Nueva Zaldivar.

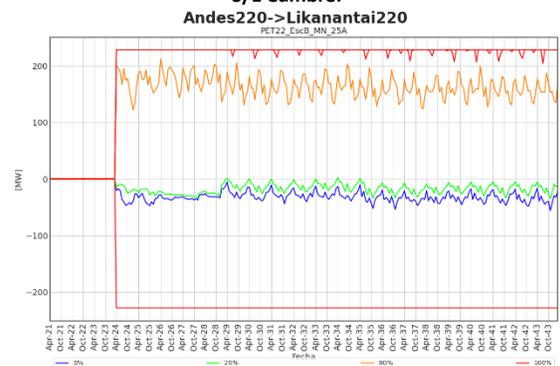


Figura 5-39. Utilización esperada tramo 220 kV Andes – Likanantai.

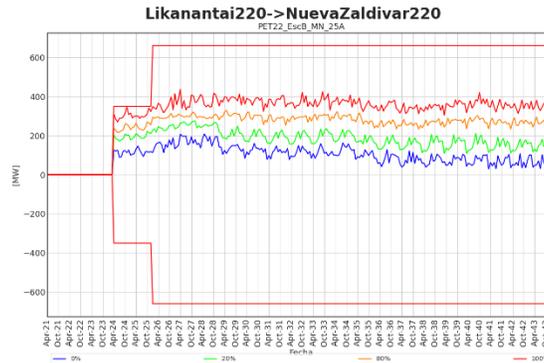


Figura 5-40. Utilización esperada tramo 220 kV Likanantai – Nueva Zaldívar.

5.2.2.1 Comentarios

- Se observan congestiones en el tramo desde S/E Cumbre a S/E Parinas en 500 kV entre los años 2025 y 2029. Se estima que al año 2029, con la entrada en operación de la nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la redistribución de flujos en la zona genere cambios en las restricciones del tramo, dando mayor holgura y resolviendo las congestiones antes señaladas.
- Se observan congestiones y altos flujos en el tramo de transformación de S/E Nueva Lagunas desde 500 kV a 220 kV a partir de su entrada en operación. Sin perjuicio de lo anterior, dicha condición evoluciona positivamente a niveles normales en su cargabilidad y episodios puntuales de congestiones durante el resto del horizonte.
- Se observan congestiones en el tramo desde S/E Andes a S/E Nueva Zaldívar en 220 kV a partir del año 2022. Luego, desde el año 2024, con el ingreso de la nueva subestación seccionadora S/E Likanantai, las congestiones se mantienen solo en el tramo entre las SS/EE Andes y Likanantai. Este último opera permanentemente con flujos desde S/E Likanantai a S/E Nueva Zaldívar, con holgura suficiente debido a la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai" del Decreto Exento N°185 de 2021.
- Se observan congestiones en el tramo desde S/E María Elena a S/E Kimal en 220 kV entre los años 2022 y 2024. Por otro lado, en el sentido opuesto, se observa un flujo alto y creciente. No obstante, dicha condición será resuelta con la obra "Aumento de capacidad líneas 220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal" del Decreto Exento N°171 de 2020.
- Se observan altos flujos en el tramo desde S/E Encuentro a S/E Kimal a partir del año 2023 hasta alcanzar episodios de congestiones entre los años 2025 y 2026. El problema antes señalado es

resuelto con la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal" del Decreto Exento N°185 de 2021.

- En relación con la nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, se señala que este opera con holgura durante todo el horizonte de análisis, salvo en casos puntuales de altos flujos. Por otro lado, con la entrada de la línea antes señalada se observan leves reducciones en la magnitud del flujo en las líneas HVAC 500 kV en el sentido de mayor flujo.

5.2.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal, se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Arica – Diego de Almagro, se detectan 6 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 5-10.

Tabla 5-10. Cuadro de temperaturas, zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Antofagasta	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Arica	35 °C	30 °C	25 °C	20 °C
Iquique	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Tocopilla	35 °C	25 °C	35 °C	20 °C
Calama	30 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pozo Almonte	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C

A continuación, mediante la Tabla 5-11 a la Tabla 5-13, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Arica – Diego de Almagro, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°4/2019, DE N°198/2019 y DE N°171/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-11. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Arica – Diego de Almagro.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Seccionamiento en barra S/E Antofagasta	Base
Ampliación en S/E Mejillones	Base
Aumento de Capacidad en S/E Chinchorro	Base
Aumento de Capacidad en S/E Alto Hospicio	Base
Nuevo Transformador en S/E La Negra	Base
Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV	Verano 2021
Ampliación S/E Capricornio	Verano 2021
Ampliación S/E Parinacota	Verano 2021
Ampliación en S/E Cóndores	Verano 2021
Ampliación en S/E Quiani	Verano 2021
Ampliación en S/E Calama	Invierno 2022

Tabla 5-12 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Arica – Diego de Almagro.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	Verano 2024
Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento	Verano 2025

Tabla 5-13 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Arica – Diego de Almagro.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Palafitos	Verano 2025

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 5 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 5-14.

Tabla 5-14. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Arica – Diego de Almagro.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Antofagasta	24-01-2020 13:00	29-12-2020 21:00	20-07-2020 18:00	20-07-2020 19:00
Arica	26-01-2020 13:00	21-02-2020 20:00	09-05-2020 18:00	09-05-2020 19:00
Calama	17-01-2020 17:00	31-12-2020 21:00	06-07-2020 18:00	08-07-2020 21:00
Iquique	24-01-2020 17:00	01-01-2020 19:00	01-04-2020 10:00	01-04-2020 19:00

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Tocopilla	31-12-2020 18:00	31-12-2020 21:00	22-08-2020 18:00	20-08-2020 19:00

5.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2021 no presenta transformadores sobrecargados y 1 ostentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 5-41 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 (año 2021 al interior), donde los estados corresponden a:

Verde: menor a 50%

Amarillo: entre 50% y 85%

Naranja: entre 85% y 100%

Rojo: mayora a 100%

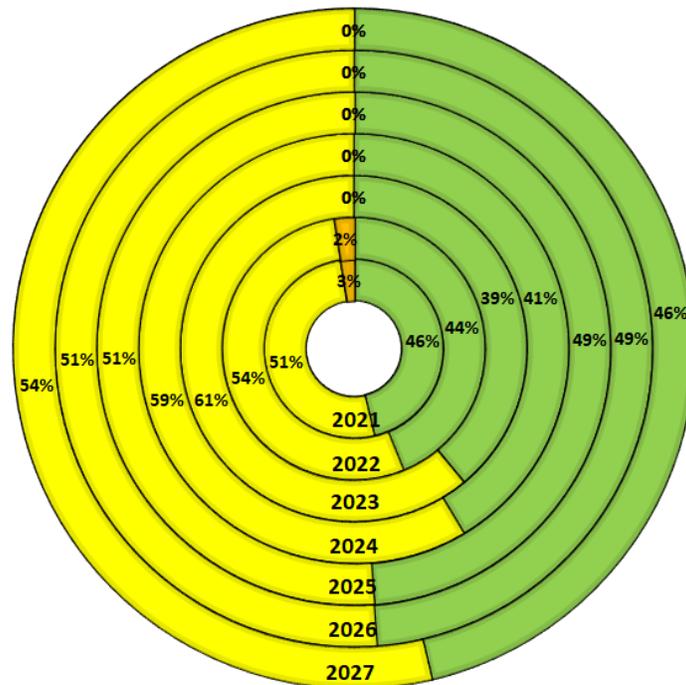


Figura 5-41. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

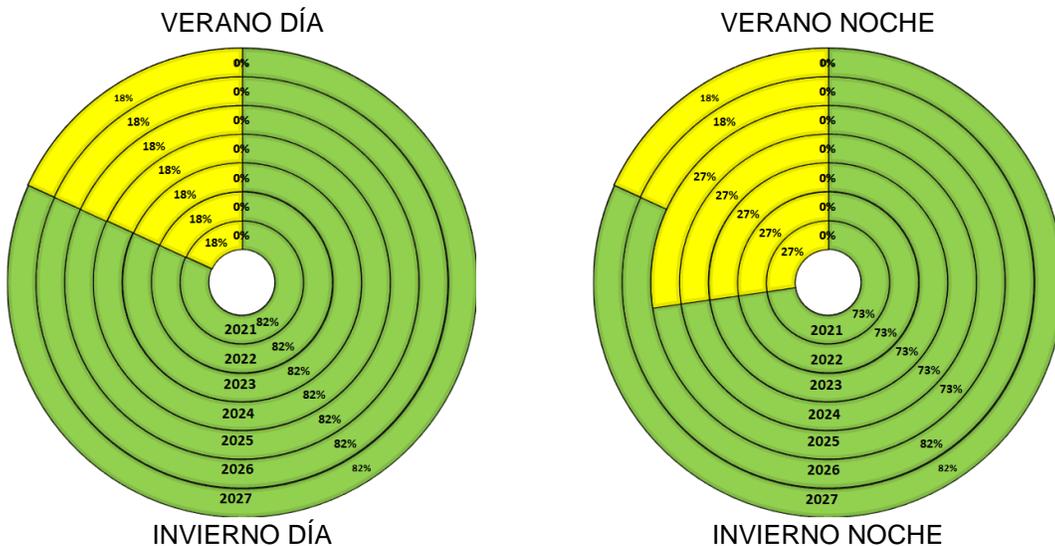
El análisis de la Figura 5-41 permite observar que:

- Al año 2021 el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales el nivel de cargabilidad se encuentra entre el 85% y 100%. De la misma figura se observa que en los años posteriores dicha condición desaparece, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.
- Al último año analizado (2027) todos los transformadores se presentarían niveles de cargabilidad inferiores al 85%.

5.2.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 11 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios de análisis. En la Figura 5-42 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 (círculos interiores) hasta el 2027 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%



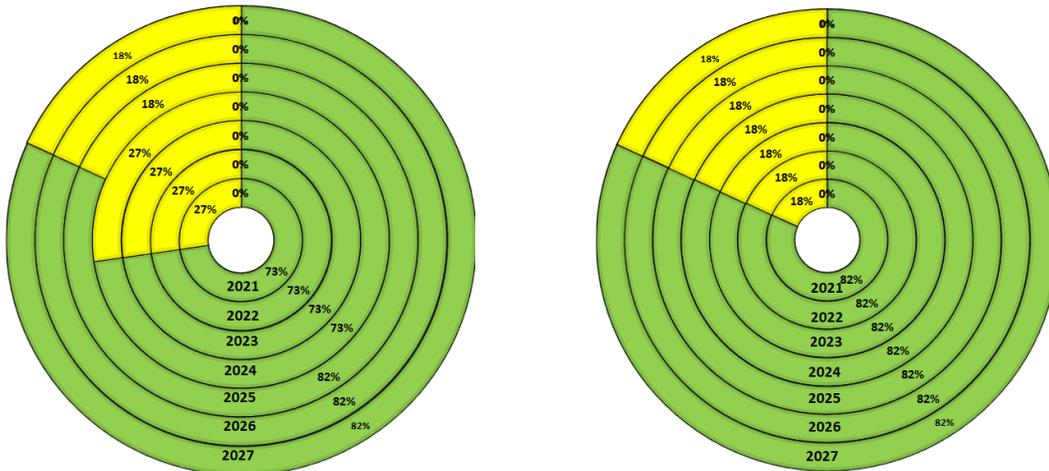


Figura 5-42: Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro.

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro.

5.2.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 29 líneas de transmisión zonal, siendo estas evaluadas en los cuatro escenarios indicados. La Figura 5-43 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2021 (círculo interior) hasta el 2027 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

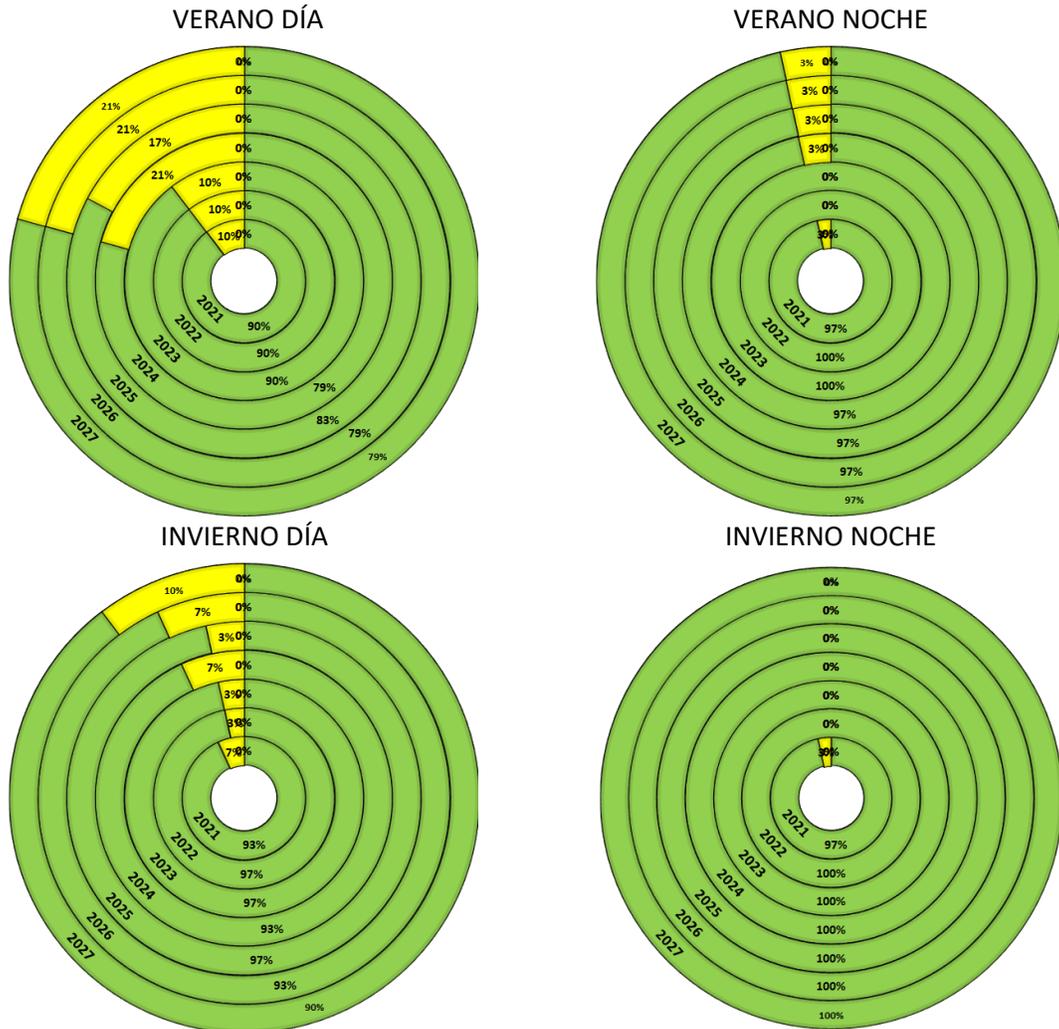


Figura 5-43: Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Arica – Diego de Almagro.

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro.

5.2.7 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Los requerimientos de seguridad en la zona de análisis se identifican a través de las clasificaciones de densidad de demanda y clientes abastecidos en cada subestación primaria, acorde a lo que se presenta en el capítulo 4.2.3.

En la Tabla 5-15 se presentan las S/E clasificadas como zona media/capital.

Tabla 5-15: Subestaciones clasificadas como media/capital de la zona Arica – Diego de Almagro.

Región	Subestación
Arica y Parinacota	S/E Chinchorro
Arica y Parinacota	S/E Pukará
Tarapacá	S/E Alto Hospicio
Tarapacá	S/E Cerro Dragón
Tarapacá	S/E Palafitos
Antofagasta	S/E Centro
Antofagasta	S/E Calama

Se simulan contingencias para las líneas de transmisión y transformadores AT-AT zonales que abastecen a las subestaciones desde el sistema de transmisión nacional, para los todos los escenarios considerados, al año 2027.

En la Tabla 5-16 se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las contingencias en instalaciones del sistema de transmisión zonal enfocado en las fallas que afectan a instalaciones media/capital de la zona Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-16: Contingencias que afectan al sistema de la zona Arica – Diego de Almagro.

Contingencia	Problema	Subestación zona media afectada	¿Solución Propuesta PET 2021?
1x66 kV Parinacota - Chinchorro	Demanda no abastecida	S/E Chinchorro	No
1x66 kV Parinacota - Pukará	Demanda no abastecida	S/E Pukará	No
Transformador Parinacota 220/69/13,8 kV	Demanda no abastecida	SS/EE Chinchorro y Pukará	No
1x110 kV Tap Alto Hospicio - Alto Hospicio	Demanda no abastecida	S/E Alto Hospicio	Sí

Contingencia	Problema	Subestación zona media afectada	¿Solución Propuesta PET 2021?
1x110 kV Tap Alto Hospicio - Cerro Dragón	Demanda no abastecida	S/E Cerro Dragón	Sí
1x110 kV Cóndores - Palafitos	Demanda no abastecida	S/E Palafitos	Sí
1x110 kV Cóndores - Tap Alto Hospicio	Demanda no abastecida	SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón	Sí
Transformador Cóndores 220/115/13,8 kV	Demanda no abastecida	SS/EE Alto Hospicio, Cerro Dragón, Palafitos	No
1x220 kV Atacama - Esmeralda	Sobrecarga	S/E Centro	No
Transformador Esmeralda 220/115/18,8 kV	Sobrecarga	S/E Centro	No

En la Tabla 5-17 se presenta un análisis sobre el efecto de las contingencias (N-1) en cada una de las subestaciones media/capital.

Tabla 5-17: Análisis de contingencias por subestación media/capital, zona Arica – Diego de Almagro.

Subestación	Análisis Contingencia
S/E Chinchorro	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en la línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro o el transformador Parinacota 220/69/13,8 kV, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida parcial del suministro que no pueda ser abastecido desde el Tap Off Quiani.
S/E Pukará	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en la línea 1x66 kV Parinacota – Pukará o el transformador Parinacota 220/69/13,8 kV, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida parcial del suministro que no pueda ser abastecido desde el Tap Off Quiani.
S/E Alto Hospicio	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en las líneas 1x110 kV Tap Alto Hospicio - Alto Hospicio y 1x110 kV Cóndores - Tap Alto Hospicio, así como en el transformador Cóndores 220/115/13,8 kV, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida de la totalidad del suministro. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E Cerro Dragón	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en las líneas 1x110 kV Tap Alto Hospicio – Cerro Dragón y 1x110 kV Cóndores - Tap Alto Hospicio, así como en el transformador

Subestación	Análisis Contingencia
	Cóndores 220/115/13,8 kV, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida de la totalidad del suministro. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E Palafitos	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en la línea 1x110 kV Cóndores – Palafitos o en el transformador Cóndores 220/115/13,8 kV, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida de la totalidad del suministro. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E Centro	El abastecimiento de S/E Centro, para un sistema totalmente enmallado, se ve afectada ante una contingencia en la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda o en el transformador Esmeralda 220/115/18,8 kV. La situación será reevaluada una vez determinada la condición de operación normal del sistema de transmisión zonal al ser incluidas las nuevas obras de los Planes de Expansión de la Transmisión mencionados en la sección 5.2.3 del presente informe.
S/E Calama	La subestación será reforzada con la obra “Ampliación en S/E Calama 110 kV” del Decreto Exento N°171 de 2020, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV de capacidad de 150 MVA.

5.2.8 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La Tabla 5-18, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-18. Restricciones actuales de operación en la zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Restricción
S/E Parinacota	Paño asociado al transformador N°1 220/66 kV sin acceso a la barra de transferencia.
S/E Cóndores	Paño asociado al transformador N°1 220/110 kV sin acceso a la barra de transferencia.
S/E Chuquicamata	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Calama	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Salar	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Capricornio	No posee una barra de transferencia de 220 kV.

Instalación	Restricción
S/E Mejillones	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Esmeralda	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores Parinacota	Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta.
Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores Parinacota	Línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota limitada por TTCC en extremo S/E Cóndores.
Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores Parinacota	Línea 1x220 kV Tarapacá – Cóndores limitada por TTCC en extremo S/E Tarapacá.
Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas	Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas limitada por TTCC en extremo S/E Lagunas.
Línea 1x220 kV Salar – Calama	Línea 1x220 kV Salar – Calama limitada por TTCC en extremo S/E Salar.
Líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.	Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta
Línea 1x220 kV Laberinto – El Cobre	Línea 1x220 kV Laberinto – El Cobre limitada por TTCC en extremo S/E El Cobre.
Línea 2x220 kV Kapatur – Laberinto	Línea 2x220 kV Kapatur – Laberinto limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 2x220 kV Kapatur – O’Higgins	Línea 2x220 kV Kapatur – O’Higgins limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 2x500 kV Changos – Cumbre	Línea 2x500 kV Changos – Cumbre limitada por amortiguamiento en transferencias Norte à Sur y por regulación de tensión en transferencias Sur à Norte.
Líneas 220 kV del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Norte Grande	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.

5.2.9 PROYECCIONES DE ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la zona de Diego de Almagro – Quillota.

5.2.10 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Zona Arica – Diego de Almagro, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La Tabla 5-19 muestra los resultados del análisis.

Tabla 5-19: Resultados del análisis de generación PMGD en la zona de Arica - Diego de Almagro.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Tarapacá	S/E Alto Hospicio	Boro	PMGD HP Alto Hospicio	1,1	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Alto Hospicio	Boro	PMGD HP El Toro N°2	1,1	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Alto Hospicio	Parcela	PMGD HP Santa Rosa	1,3	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Cerro Dragón	Cerro Dragón	PMGD HP Cavanca	2,6	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Palafitos	Industrial	PMGD TER Estandartes	6,2	Problemas de holgura futuros solucionados por Ampliación en S/E Palafitos del DE N°171/2020
Tarapacá	S/E Palafitos	Norte	PMGD TER Zofri	5,8	Problemas de holgura futuros solucionados por Ampliación en S/E Palafitos del DE N°171/2020
Tarapacá	S/E Pozo Almonte	Pampino	PMGD PFV Tamarugo	3,0	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Pozo Almonte	Pozo Almonte	PMGD PFV Pas1	9,0	Sin observaciones
Tarapacá	S/E Tamarugal	Tamarugal	PMGD PFV Los Puquios	3,0	Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Tamarugal del DE N°198/2019

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Tarapacá	S/E Tamarugal	Tamarugal	PMGD PFV Pica	0,6	Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Tamarugal del DE N°198/2019
Antofagasta	S/E Calama	Calama	PFV Puerto Seco Solar	9,0	Sin observaciones
Antofagasta	S/E Calama	Chorrillos	PMGD PFV Calama Solar	9,0	Sin observaciones
Antofagasta	S/E Calama	Florida	PMGD PFV Victoria	9,0	Sin observaciones
Antofagasta	S/E Calama	Florida	PMGD PFV Paine	9,0	Sin observaciones
Antofagasta	S/E La Portada	La Portada	TER La Portada	3,0	Sin observaciones

5.3 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 1.134.271 habitantes, lo que corresponde al 6,5% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 740 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.
- Región de Valparaíso.

La Figura 5-44 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Diego de Almagro - Quillota.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 5-45. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la Tabla 5-20. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación y aquellas que se encuentran en construcción. Se puede indicar que la zona posee líneas de transmisión energizadas en 220 y 500 kV, las que aproximadamente suman una extensión de 3.000 km.

El sistema de transmisión zonal estudiado en esta área se compone por un total de 54 líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.331 km con niveles de tensión de 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV, las que abarcan 1.055 km de longitud, aproximadamente. El sistema de transmisión zonal en esta área es enmallado, operando principalmente de forma radial. Por otro lado, estas redes se alimentan a través de subestaciones de 220 kV y 110 kV.

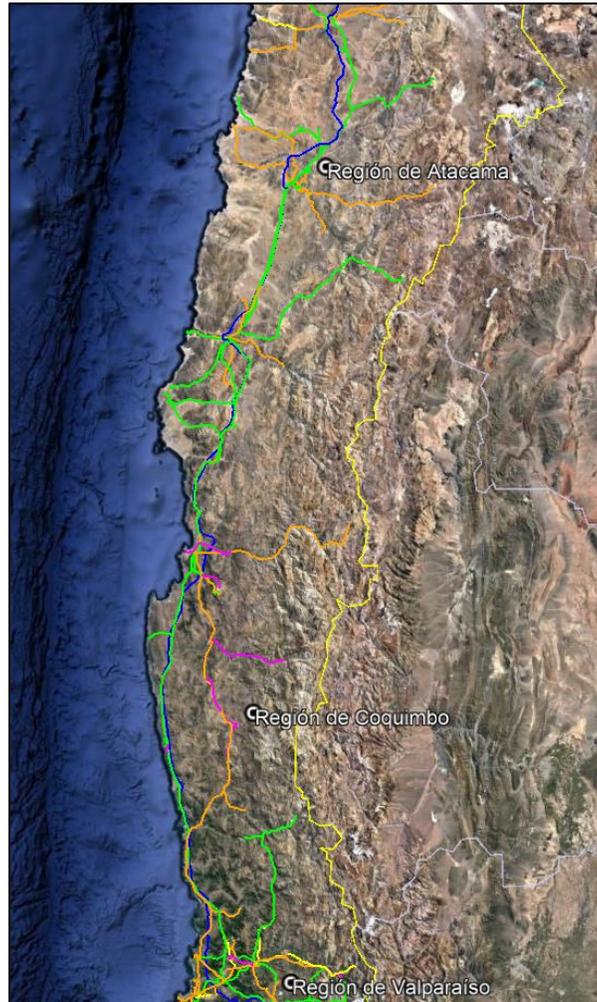


Figura 5-44. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Diego de Almagro – Quillota.

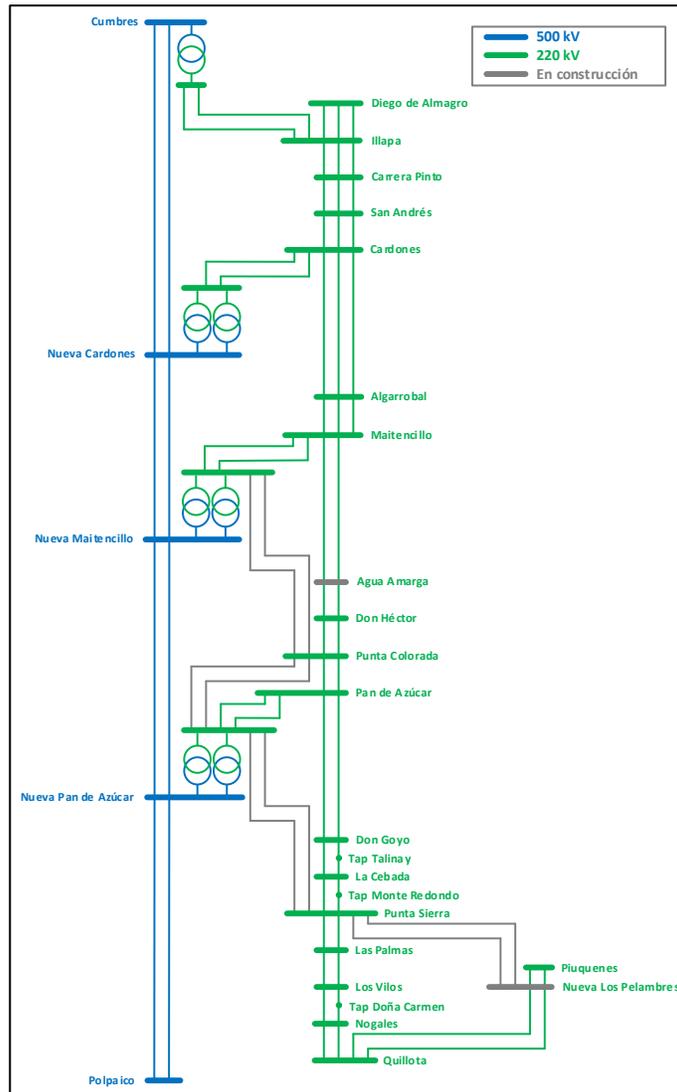


Figura 5-45. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Diego de Almagro – Quillota.

Tabla 5-20. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Diego de Almagro – Quillota.

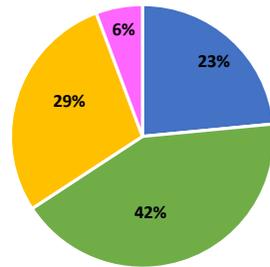
Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @30°C	Fecha PES
L. Agua Amarga - Don Héctor	220	2	197	Existente
L. Cardones - Algarrobal L1	220	1	267	Existente

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @30°C	Fecha PES
L. Cardones - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Cardones - Nueva Cardones	220	2	750	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L2	220	2	343	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L2	220	2	343	Existente
L. Cumbres - Nueva Cardones	500	2	2613	Existente
L. Don Goyo - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Don Héctor - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Illapa - Cumbres	220	2	701	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L1	220	1	431	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L2	220	2	343	Existente
L. Los Vilos - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Nogales	220	1	224	Existente
L. Los Vilos - Tap Doña Carmen	220	1	224	Existente
L. Maitencillo - Agua Amarga	220	2	197	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Maitencillo - Nueva Maitencillo	220	2	948	Existente
L. Nogales - Quillota	220	2	224	Existente
L. Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	500	2	2356	Existente
L. Nueva Maitencillo - Pan de Azúcar	500	2	2317	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	2356	Existente
L. Pan de Azúcar - Nueva Pan de Azúcar	220	2	948	Existente
L. Pan de Azúcar - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Pan de Azúcar- Don Goyo	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Quillota - Nueva Los Pelambres	220	2	175	ene-24
L. San Andrés - Cardones L1	220	1	431	Existente
L. San Andrés - Cardones L2	220	2	343	Existente

Instalación	Tensión [kV]	Cant. Circ/equip	Capacidad [MAV] @30°C	Fecha PES
Nueva línea 2x220 kV Punta Colorada - Nueva Maitencillo	220	2	500	abr-22
Nueva línea 2x220 kV Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar	220	2	500	abr-22
Nueva línea 2x220 kV Punta Sierra - Nueva Los Pelambres	220	2	580	nov-22
Nueva línea 2x220 kV Punta Sierra - Nueva Pan de Azúcar	220	2	580	nov-22
Autotransformadores Nueva Cardones	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
Autotransformadores Nueva Maitencillo	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
Autotransformadores Nueva Pan de Azúcar	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente

En la Tabla 5-46 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión zonal en estudio, divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 110 kV.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV

Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

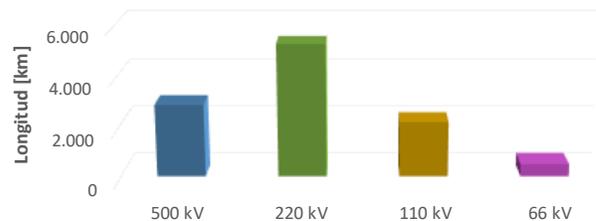


Figura 5-46. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Diego de Almagro - Quillota.

Además, la zona bajo análisis cuenta con 7 transformadores de tres devanados, 5 con niveles de tensión en los lados de alta de 110/66 kV y 2 de 220/110 kV.

En la Figura 5-47 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

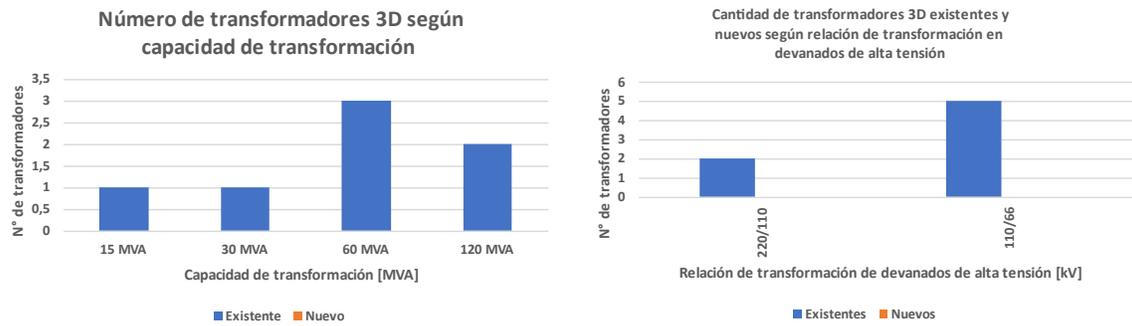


Figura 5-47. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

Respecto a los transformadores AT/MT, existen 63 transformadores AT/MT de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2 MVA hasta 48 MVA.

En la Figura 5-48, se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de estos, donde se observa que los transformadores típicos en esta zona son de 30, 20 y 10 MVA.

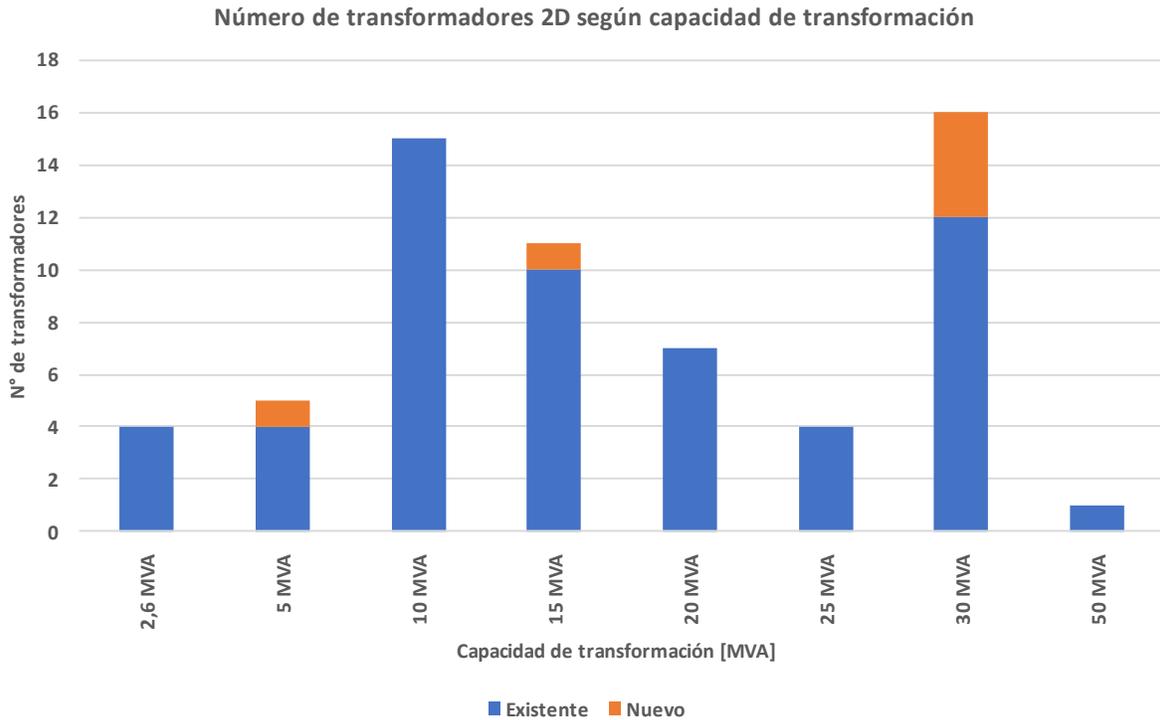


Figura 5-48. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

5.3.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la Figura 5-49 a la Figura 5-58, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Diego de Almagro – Quillota. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

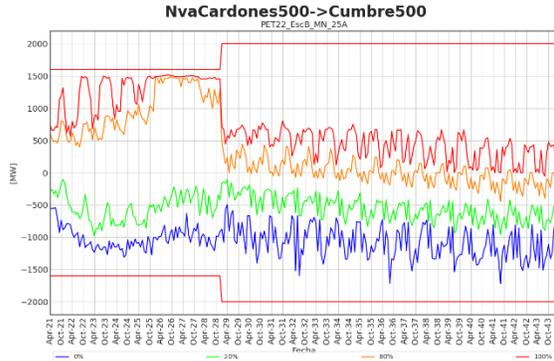


Figura 5-49. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Cardones – Cumbre.

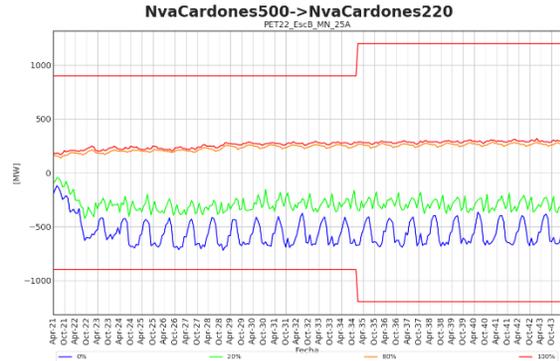


Figura 5-50. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Cardones.

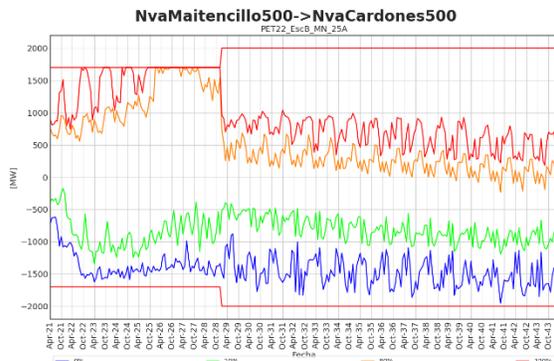


Figura 5-51. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones.

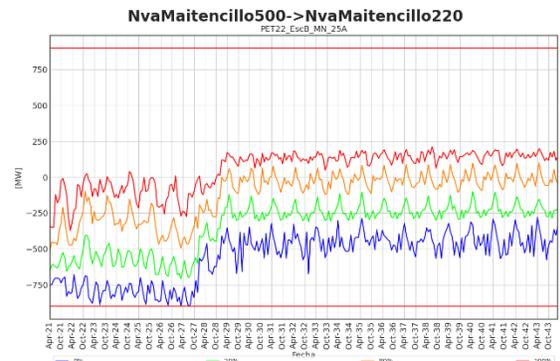


Figura 5-52. Utilización esperada transformación 500/220 kV Nueva Maitencillo.

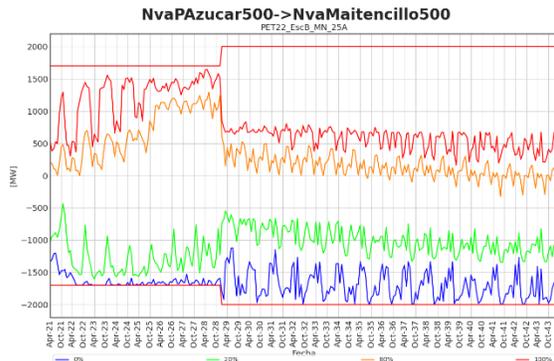


Figura 5-53. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo.

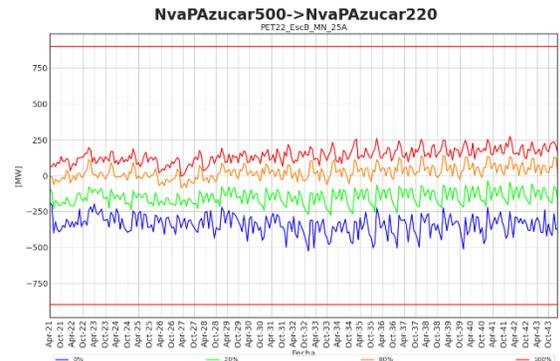


Figura 5-54. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Pan de Azúcar.

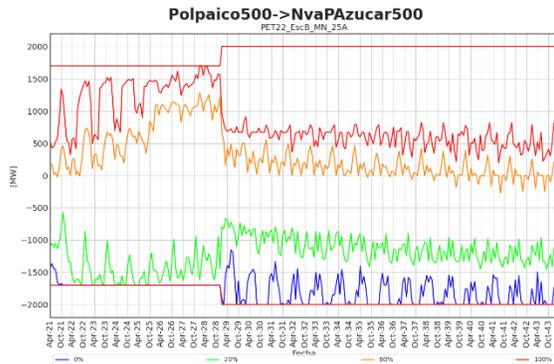


Figura 5-55. Utilización esperada tramo 500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar.

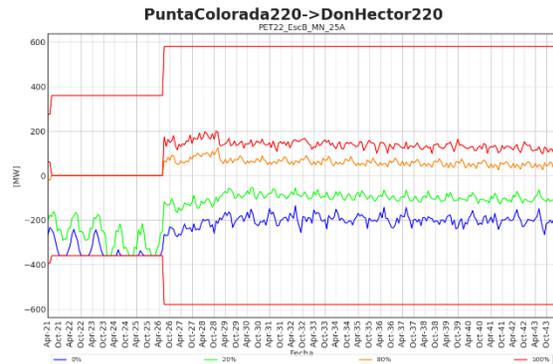


Figura 5-56. Utilización esperada tramo 220 kV Punta Colorada – Don Héctor.

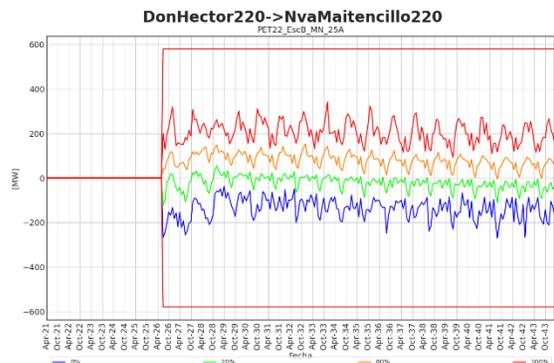


Figura 5-57. Utilización esperada tramo 220 kV Don Héctor – Nueva Maitencillo.

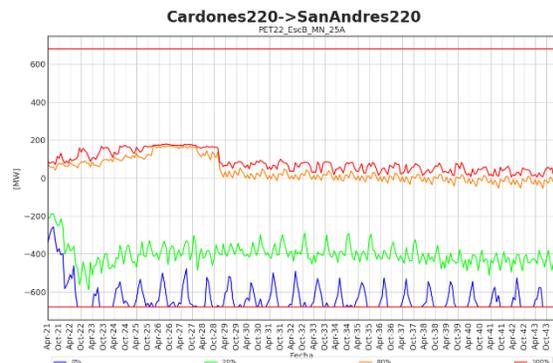


Figura 5-58. Utilización esperada tramo 220 kV Cardones – San Andrés.

5.3.2.1 Comentarios

- Se observan congestiones y altos flujos en el tramo desde S/E Nueva Maitencillo a S/E Nueva Pan de Azúcar a partir del año 2022. Se estima que el año 2029, con la entrada en operación de la nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, la redistribución de flujos en la zona provoca cambios en las restricciones del tramo, dando mayor holgura y resolviendo las congestiones antes señaladas.
- Se observan episodios puntuales de congestiones en el tramo desde S/E Nueva Maitencillo a S/E Nueva Cardones, los cuales evolucionan a congestiones y altos flujos entre los años 2025 y 2028. Se estima que al año 2029, con la entrada en operación de la nueva línea HVDC

Kimal – Lo Aguirre, la redistribución de flujos en la zona genere cambios en las restricciones del tramo, dando mayor holgura y resolviendo las congestiones antes señaladas.

- Se observan episodios de altos flujos y congestiones puntuales en el tramo desde S/E San Andrés a S/E Cardones en 220 kV durante todo el horizonte de análisis.

5.3.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Diego de Almagro - Quillota, se detectan 6 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Figura 5-21.

Tabla 5-21. Cuadro de temperaturas, zona Diego de Almagro - Quillota.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	35 °C	20 °C	30 °C	15 °C
Cardones	35 °C	30 °C	35 °C	25 °C
Maitencillo	35 °C	25 °C	30 °C	20 °C
Pan de Azúcar	30 °C	25 °C	25 °C	20 °C
Illapel	35 °C	25 °C	30 °C	15 °C
Quinquimo	30 °C	25 °C	25 °C	15 °C

A continuación, mediante la Tabla 5-22 a la Tabla 5-31, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Diego de Almagro – Quillota, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-22. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 2x66 kV Pan De Azúcar - Guayacán	Base
Proyecto El Peñón - Pan De Azúcar	Base
Aumento De Capacidad Tramo De Línea 1x110 kV Choapa - Illapel	Base
Aumento De Capacidad Línea 1x110 kV Pan De Azúcar – San Joaquín	Base
Aumento De Capacidad en S/E San Juan	Base

Obras Zonales de Expansión	Escenario
S/E Castilla	Base
Proyecto Paranal - Armazones	Base
Nuevos Transformadores En S/E Pan De Azúcar	Base
Ampliación en S/E Combarbalá	Base
Ampliación en S/E Copayapu	Verano 2021
Ampliación en S/E San Joaquín	Verano 2021
Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo – Algarrobo	Verano 2021

Tabla 5-23 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Doble Vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	Verano 2023
Ampliación en S/E Caldera	Verano 2023
Ampliación en S/E Cerrillos	Verano 2023
Ampliación en S/E Atacama Kozán	Verano 2023
Ampliación en S/E Plantas	Verano 2022
Nuevo Transformador en S/E Illapel	Verano 2024

Tabla 5-24 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 2x110 KV Desde S/E Caldera A Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Verano 2024
Nueva Línea 1x110 KV Cerrillos – Atacama Kozán	Verano 2024
Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 KV	Verano 2023

Tabla 5-25 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Ovalle	Verano 2024
Adecuaciones en S/E Choapa	Verano 2024
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Verano 2025

Tabla 5-26 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Damascal	Verano 2024

Tabla 5-27 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Vallenar	Verano 2025
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Verano 2025

Tabla 5-28 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar	Verano 2026
Nueva S/E La Ligua	Verano 2026

Tabla 5-29. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 31/08/2021), zona Diego de Almagro – Quillota

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Verano 2026

En la Tabla 5-30 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-30. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Diego de Almagro – Quillota.

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación en S/E Illapa 220 kV	Invierno 2021	RE 71 4/03/2020
Ampliación en S/E Cumbre	Invierno 2023	RE 71 4/03/2020

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 5 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 5-31.

Tabla 5-31. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Diego de Almagro – Quillota.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Diego de Almagro	09-01-2020 13:00	08-11-2020 23:00	03-04-2020 16:00	23-06-2020 19:00
Coquimbo	20-01-2020 14:00	12-03-2020 20:00	15-09-2020 11:00	12-05-2020 19:00
Pan de Azúcar	11-12-2020 14:00	31-12-2020 21:00	07-08-2020 18:00	06-05-2020 19:00
Maitencillo	24-01-2020 14:00	15-12-2020 21:00	16-06-2020 18:00	16-06-2020 19:00
Quillota	22-02-2020 13:00	08-02-2020 21:00	24-06-2020 11:00	15-09-2020 20:00

5.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2021 no presenta transformadores sobrecargados y 1 ostentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 5-59 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 (año 2021 al interior), donde los estados corresponden a:

Verde: menor a 50%

Amarillo: entre 50% y 85%

Naranja: entre 85% y 100%

Rojo: mayora a 100%

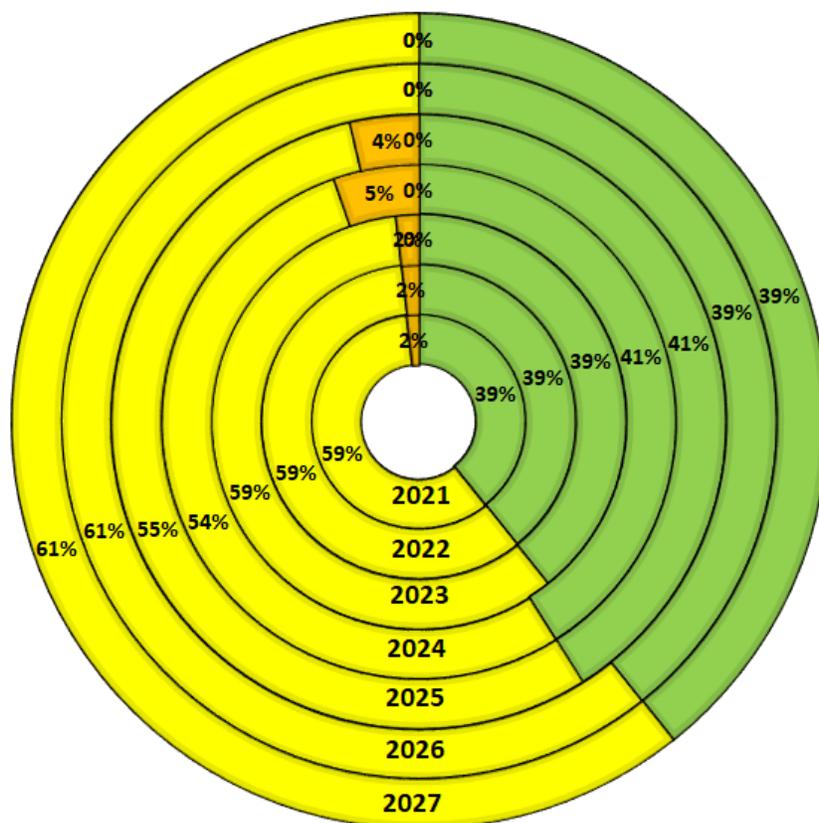


Figura 5-59. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la Figura 5-59 permite observar que:

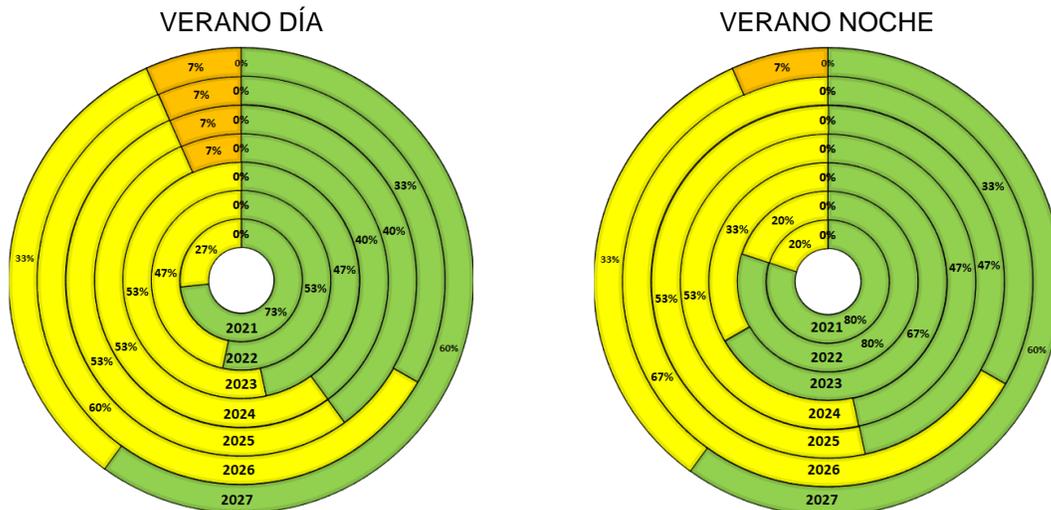
- Al año 2021 el 2% de los transformadores presentan episodios en los cuales el nivel de cargabilidad se encuentra entre el 85% y 100%. De la misma figura se observa que en los años posteriores dicha condición aumenta progresivamente, para luego, cerca del final del horizonte de análisis reducir su cargabilidad hasta niveles inferiores al 85%, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.

Al último año analizado (2027) todos los transformadores se presentarían niveles de cargabilidad inferiores al 85%.

5.3.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 18 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios de análisis. En la Figura 5-60 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 (círculos interiores) hasta el 2027 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%



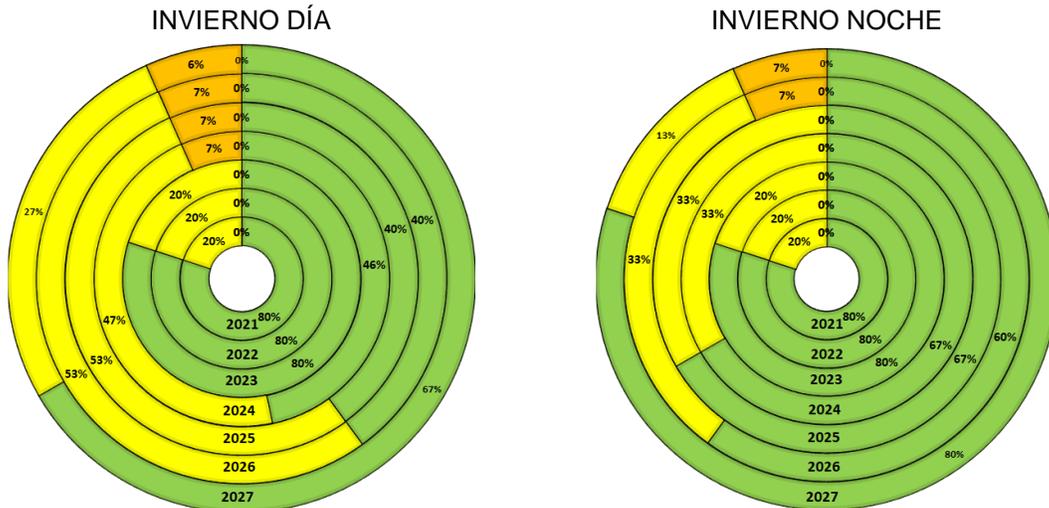


Figura 5-60: Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Diego de Almagro – Quillota.

En particular, la cargabilidad por sobre el 85% detectada en algunos escenarios a partir del año 2024 corresponde al transformador Pan de Azúcar 110/69/13,8 kV 60 MVA. El equipo señalado, que cuenta con un respaldo en reserva caliente, opera abasteciendo los consumos en las SS/EE San Juan, Guayacán y Marquesa.

En vista del diagnóstico desarrollado el Coordinador incluirá una propuesta de expansión que permita disminuir la cargabilidad del transformador Pan de Azúcar 110/69/13,8 kV 60 MVA.

5.3.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 55 líneas de transmisión zonal, siendo estas evaluadas en los cuatro escenarios indicados. La Figura 5-61 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2021 (círculo interior) hasta el 2027 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

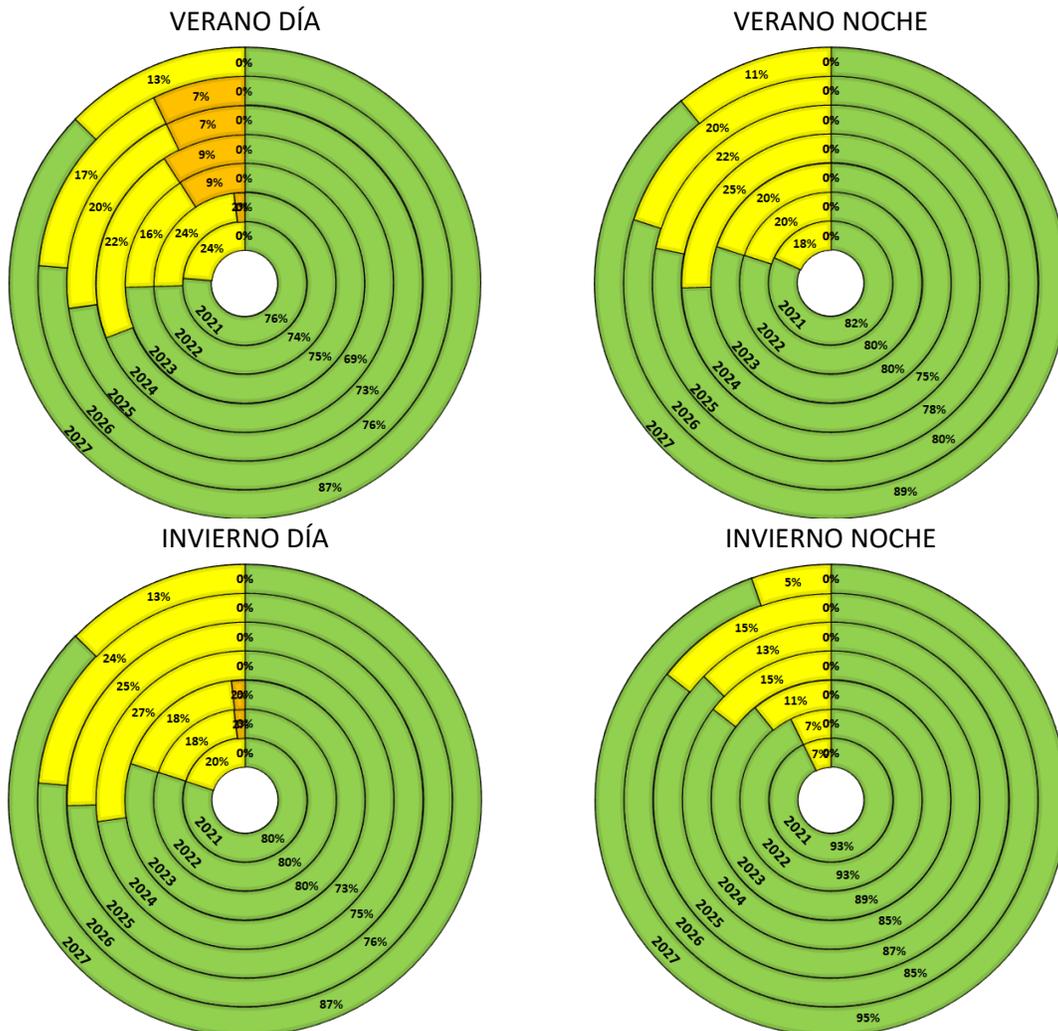


Figura 5-61: Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Diego de Almagro – Quillota.

Del análisis desarrollado, se identifica que las líneas que en el periodo comprendido entre los años 2022 y 2026 existen líneas que aumentar progresivamente su cargabilidad por sobre el 85%, pero que cuentan con obras futuras que eliminan los problemas, manteniendo la cargabilidad de las líneas por debajo del 85% al final del periodo de estudio.

5.3.7 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Los requerimientos de seguridad en la zona de análisis se identifican a través de las clasificaciones de densidad de demanda y clientes abastecidos en cada subestación primaria, acorde a lo que se presenta en el capítulo 4.2.3.

En la Tabla 5-32 se presentan las S/E clasificadas como zona media/capital.

Tabla 5-32: Subestaciones clasificadas como media/capital de la zona Diego de Almagro - Quillota.

Región	Subestación
Atacama	S/E Copiapó
Coquimbo	S/E Ovalle
Coquimbo	S/E Pan de Azúcar
Coquimbo	S/E San Joaquin

Se simulan contingencias para las líneas de transmisión y transformadores AT-AT zonales que abastecen a las subestaciones desde el sistema de transmisión nacional, para los todos los escenarios considerados, al año 2027.

En la Tabla 5-33 se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las contingencias en instalaciones del sistema de transmisión zonal enfocado en las fallas que afectan a instalaciones de la zona Densidad Media/Capital Regional de la zona Diego de Almagro - Quillota.

Tabla 5-33: Contingencias que afectan al sistema de la zona Diego de Almagro - Quillota.

Contingencia	Problema	Subestación zona media afectada	¿Solución Propuesta PET 2021?
1x110 kV Cardones - Copayapu	Sobrecarga	S/E Copiapó	No
Transformador Ovalle 110/66/23 kV	Sobrecarga	S/E Ovalle	No
1x66 kV Pan de Azúcar – San Joaquín	Demanda no abastecida	S/E San Joaquin	No

En la siguiente tabla se presenta un análisis sobre el efecto de las contingencias (N-1) en cada una de las subestaciones de la zona Densidad Media/Capital Regional.

Subestación	Análisis Contingencia
S/E Copiapó	El abastecimiento de esta subestación se ve afectada ante la contingencia de un circuito en las SS/EE Cardones y Copayapu, ya que el circuito sano se carga en un 112% en condiciones de verano día.
S/E Ovalle	El abastecimiento de esta subestación se ve afectada ante la contingencia de un uno de transformadores 110/66 kV, ya que el circuito sano se carga en un 143% en condiciones de verano día.
S/E Pan de Azúcar	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E San Joaquín	La subestación no cuenta con algún grado de redundancia ante contingencias en la línea 1x66 kV Pan de Azúcar – San Joaquín, por lo que la contingencia resultaría en la pérdida de la totalidad del suministro.

5.3.8 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La Tabla 5-34 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Diego de Almagro - Quillota.

Tabla 5-34. Restricciones actuales de operación en la zona Diego de Almagro - Quillota.

Instalación	Restricción
Líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional entre las SS/EE Kimal y Polpaico	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.
S/E Diego de Almagro	Transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, con paño común de 1x220 kV. Falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
S/E Diego de Almagro	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados (salvo paños de líneas troncales).
Línea 1x220 kV Diego de Almagro - Illapa - Carrera Pinto	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
S/E Cardones	Transformadores N°1 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, conectados a la misma sección de barra de 220 kV. Desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°2 220/110 kV, 75 MVA, de esta S/E, conectado a la otra sección de barra, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
S/E Cardones	Paños de 1x220 kV asociados a los transformadores N°1, N°2 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, sin la posibilidad de ser reemplazados.

Instalación	Restricción
Línea 3x220 kV Maitencillo - Cardones	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.
S/E Los Vilos	Paños de 1x220 kV asociados a las líneas 1x220 kV Los Vilos - Choapa y 1x220 kV Los Vilos - Los Espinos. Si bien la S/E dispone de barras de transferencias, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
Línea 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones	Línea 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones limitada por CCSS.
Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar limitada por CCSS.
Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico limitada por regulación de tensión en ambos sentidos de transferencia.

5.3.9 PROYECCIONES DE ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la zona de Arica – Diego de Almagro.

5.3.10 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Zona Diego de Almagro - Quillota, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La Tabla 5-35 muestra los resultados del análisis.

Tabla 5-35. Resultados del análisis de generación PMGD en la zona de Diego de Almagro - Quillota.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Atacama	S/E Cerrillos	Algarrobo	PMGD PFV Las Terrazas	3,0	Sin observaciones
Atacama	S/E Diego de Almagro	Diego de Almagro	PMGD PFV Diego De Almagro Solar	7,9	Sin observaciones
Atacama	S/E Hernán Fuentes	Bodega	PMGD PFV Valle Solar Este li	9,0	Sin observaciones
Atacama	S/E Hernán Fuentes	Piedra Colgada	PMGD PFV Valle Solar Oeste li	9,0	Sin observaciones
Atacama	S/E Incahuasi	Domeyko	PMGD PFV Santa Cecilia	2,9	Sin observaciones
Atacama	S/E Los Loros	Hornitos	PMGD PFV Malaquita Solar li	9,0	Sin observaciones
Atacama	S/E Los Loros	Pabellón	PMGD PFV Cachiyuyo Solar li	9,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Combarbalá	Ciudad	PMGD PFV Pama	2,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Combarbalá	Ciudad	PMGD PFV Lomas Coloradas	2,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Combarbalá	Industrial	PMGD PFV El Salitral	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Illapel	Los Cristales	PMGD PFV Canesa Solar	3,0	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
					ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018
Coquimbo	S/E Illapel	Los Cristales	PMGD PFV Cocinillas	2,8	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018
Coquimbo	S/E Illapel	Los Cristales	PMGD PFV Canelillo	2,8	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018
Coquimbo	S/E Illapel	Pintados	PMGD PFV Bellavista	3,0	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Coquimbo	S/E Illapel	Plan de Hornos	PMGD PFV Illapel 5X	3,0	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018
Coquimbo	S/E Illapel	Quebrada Seca	PMGD PFV Cuz Cuz	3,0	Reducción de holgura al año 2023 ante ausencia de PMGD. Problemas de holgura futuros solucionados por ampliación en S/E Illapel del DE N°293/2018
Coquimbo	S/E Incahuasi	La Higuera	PMGD PFV Punta Baja Solar	2,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Marquesa	Las Rojas	PMGD PFV Las Rojas	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Marquesa	Marquesa	PMGD HP Puclaro	5,4	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Marquesa	Talcuna	PMGD PFV Llanos De Potroso	9,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Monte Patria	Las Brisas	PMGD HP La Paloma	4,4	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Monte Patria	San Lorenzo	PMGD PFV Las Majadas	9,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Delta	PMGD PFV Alturas De Ovalle	6,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Delta	PMGD PFV Talhuen	3,0	Sin observaciones

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Hospital	PMGD PFV La Chimba Bis	2,8	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Quebrada Seca	PMGD PFV Amparo Del Sol	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Quebrada Seca	PMGD PFV Santa Clara	2,7	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Recoleta	PMGD PFV Lagunilla	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	San Luis	PMGD PFV Parque Solar Ovalle Norte	9,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Ovalle	Socos	PMGD PFV Pretty Field	2,8	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Punitaqui	Punitaqui	PMGD TER Punitaqui	9,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Punitaqui	Punitaqui	PMGD PFV El Divisadero	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Quereo	Los Vilos	PMGD TER Conchalí	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Quereo	Los Vilos	PMGD TER Ramadilla	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Quereo	Los Vilos	PMGD TER El Faro	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Quereo	Quilimarí	PMGD PFV Norte Chico	1,9	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Salamanca	Chalinga	PMGD PFV Chalinga Solar	3,0	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Vallenar	Hospital	PMGD PFV Las Mollacas	2,9	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Vicuña	Vicuña	PMGD PFV Tambo Real	2,9	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Vicuña	Vicuña	PMGD PFV Luna Del Norte	2,9	Sin observaciones
Coquimbo	S/E Vicuña	Vicuña	PMGD PFV Sol Del Norte	2,9	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Alicahue	PMGD PFV Alicahue	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Alicahue	PMGD PFV El Quemado	3,0	Sin observaciones

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia [MW]	Observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Cabildo	PMGD PFV Santa Julia	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Humeres	PMGD PFV Santa Laura	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Humeres	PMGD PFV Los Paltos	2,7	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Monte Grande	PMGD PFV Cabilsol	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Cabildo	Petorca	PMGD PFV Montt Solar	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Quinquimo	La Ligua	PMGD PFV La Ligua	3,0	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Quinquimo	Longotoma	PMGD PFV Ariztia	2,7	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Quinquimo	Placilla	PMGD PFV Jaururo Solar	2,7	Sin observaciones
Valparaíso	S/E Quinquimo	Placilla	PMGD PFV Pullalli Solar	3,0	Sin observaciones

5.4 ZONA QUINTA

5.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km². Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población nacional.

El sistema se ubica en el centro del país y comprende las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso, según lo mostrado en la figura 5-62.

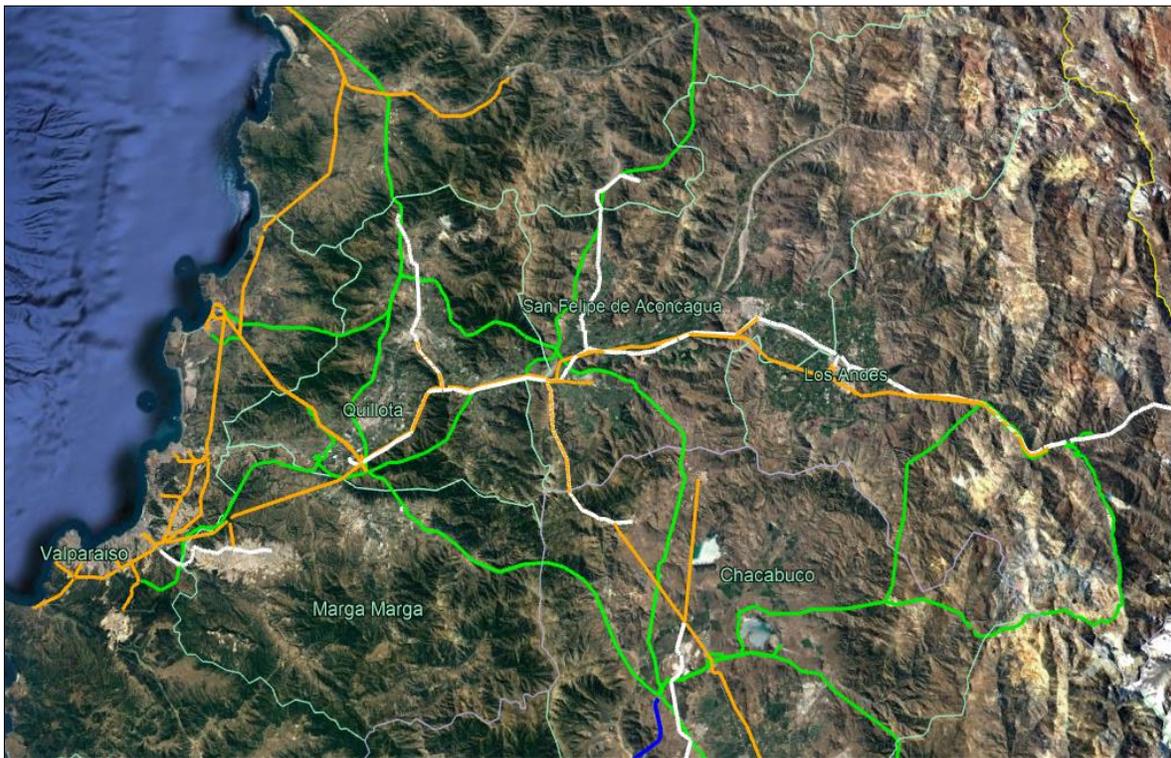


Figura 5-62. Mapa geográfico de la zona Quinta.

El sistema Zona Quinta cuenta con puntos importantes de generación, localizándose uno de ellos en la zona de Quintero, formado por las centrales termoeléctricas a carbón: Campiche, Nueva Ventanas, Ventanas 1 y 2. Parte de esta generación ingresa al sistema zonal de la Región de Valparaíso, a través de la S/E Ventanas 110 kV. Por otro lado, parte de la generación se incorpora al sistema nacional a través de la S/E Nogales 220 kV; desde esta subestación la energía se redistribuye

hacia el norte por medio de la S/E Los Vilos y al sur por medio de las SS/EE Quillota 220 kV y Polpaico 220 kV. El otro punto de generación significativo es el ubicado en la zona de Quillota sector San Luis, donde se encuentran las centrales GNL Nehuenco y San Isidro. Este último punto de generación abastece a parte del sistema zonal de la Región de Valparaíso a través de la S/E Agua Santa 220 kV. Finalmente, parte de la energía generada en San Luis, ingresa al sistema nacional a través de la S/E Quillota 220 kV.

Las instalaciones más relevantes de la zona Quinta se muestran en la figura 5-63. La tabla 5-36 muestra las principales características de estas instalaciones.

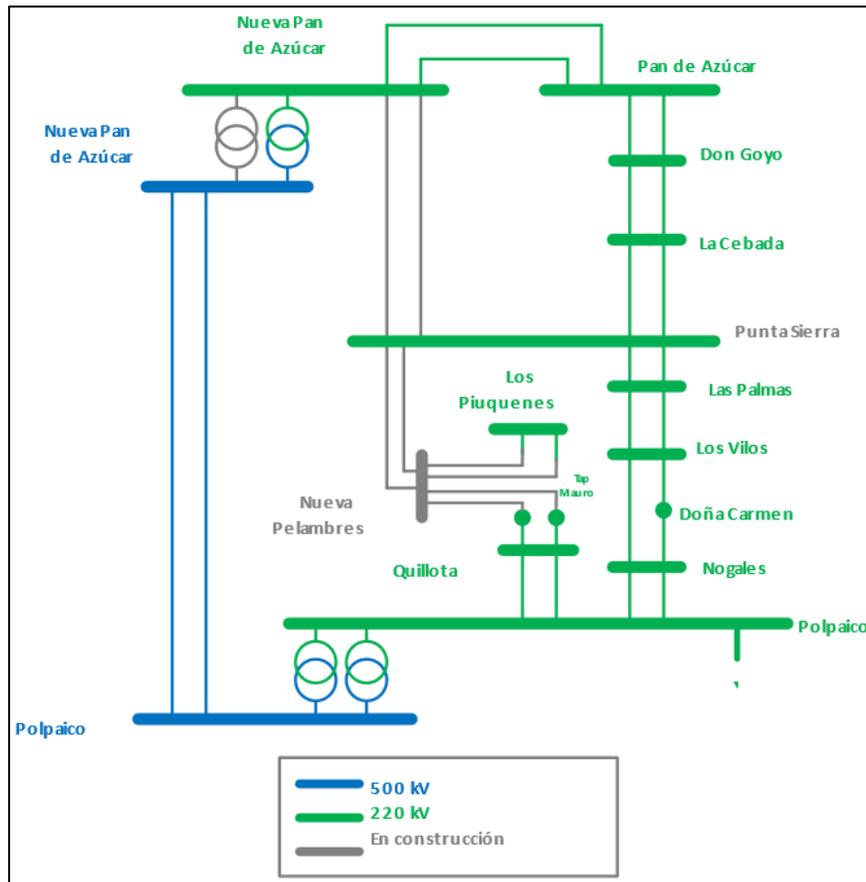


Figura 5-63. Diagrama Unilineal de la zona Quinta.

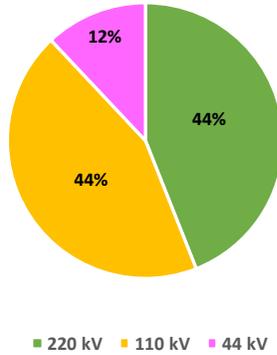
Tabla 5-36. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Quinta.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	1.700	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar	220	2	750	Existente
L. Pan de Azúcar – Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Las Palmas – Los Vilos	220	2	224	Existente
L. Los Vilos – Nogales	220	2	224	Existente
L. Nogales – Quillota	220	2	224	Existente
L. Nogales – Polpaico	220	2	1.500	Existente
L. San Luis – Quillota	220	2	1.968	Existente
L. Quillota – Polpaico	220	2	1.099	Existente
L. N. Pan de Azúcar – Punta Sierra	220	2	580	Jun-22
L. Punta Sierra – N. Pelambres	220	2	580	Jun-22
Transformador 1 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Existente
Transformador 2 S/E Nueva Pan de Azúcar	500/220	1	750	Ene-21

La zona Quinta cuenta con una subzona cordillerana del Aconcagua. El sistema nacional para este sector se forma en gran mayoría por las instalaciones de 220 kV que se encuentran desde la S/E Polpaico hasta la S/E Los Maquis. La S/E Los Maquis es el punto de alimentación para el sistema zonal Aconcagua que abastece a los clientes regulados y libres principalmente de San Felipe y Los Andes. Adicionalmente, se identifica también la subzona de San Antonio, donde el sistema nacional lo conforman todas las instalaciones de 220 kV que van desde la S/E Lo Aguirre hasta la S/E Rapel. El sistema zonal es alimentado a través de la S/E Alto Melipilla, la cual abastece a los consumos regulados y libres de la zona de San Antonio y el Litoral central.

El sistema zonal está compuesto por un total de 162 secciones de tramos de líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1,382 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, 66 kV y 44 kV, donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad (79 secciones de tramos) y cubren la mayor distancia (662 km aproximadamente). Este sistema se abastece desde cinco puntos: S/E Ventanas 220/110 kV, S/E Quillota 220/110 kV, S/E Agua Santa 220/110 kV, S/E Alto Melipilla 220/110 kV y S/E Los Maquis 220/110 kV. La figura 5-64 presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio por nivel de tensión.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

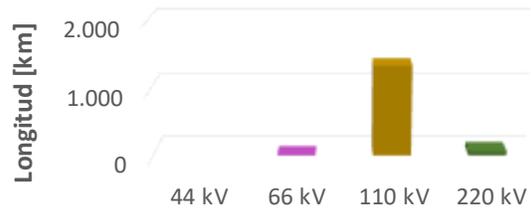


Figura 5-64. Clasificación de líneas de transmisión según el nivel de tensión y kilómetros, zona Quinta.

En la figura 5-65 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

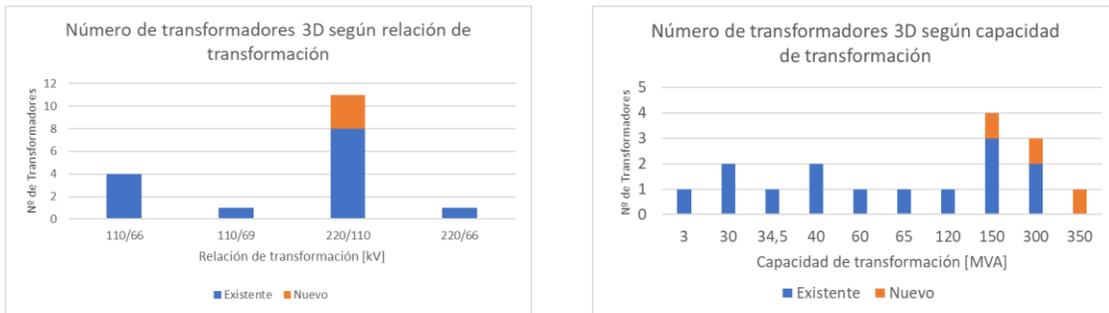


Figura 5-65. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Quinta.

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observan en la figura 5-65 son instalados en las SS/EE Agua Santa, Alto Melipilla y Nueva Río Aconcagua.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 77 transformadores de distintos niveles de transformación y capacidades. En la figura 5-66 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

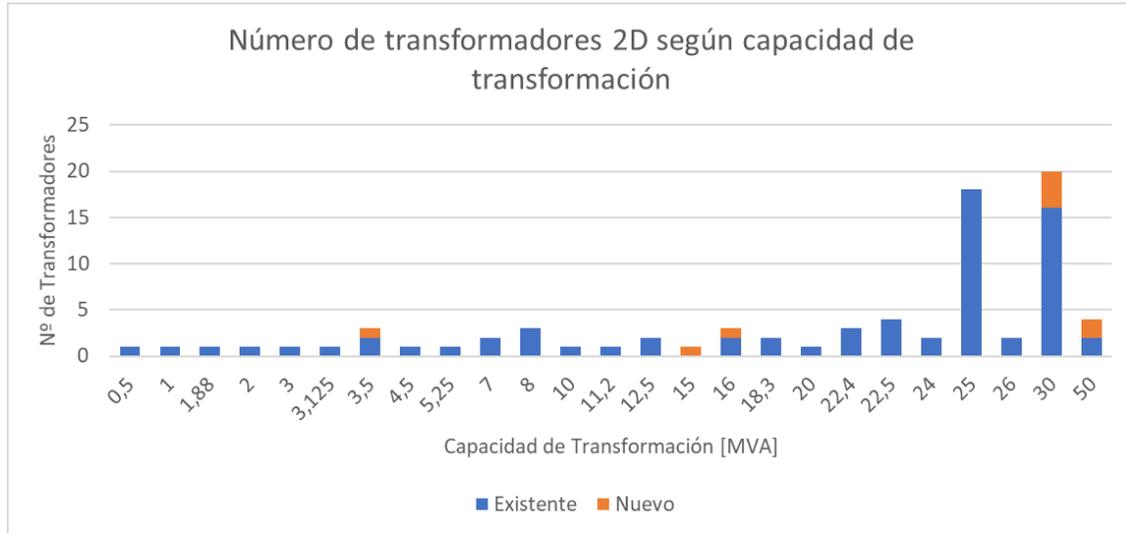


Figura 5-66. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Quinta.

5.4.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 5-67 a la figura 5-73 se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

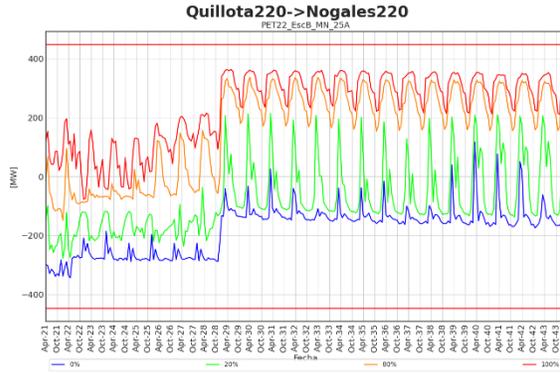


Figura 5-67 Utilización esperada tramo 220 kV Quillota – Nogales.

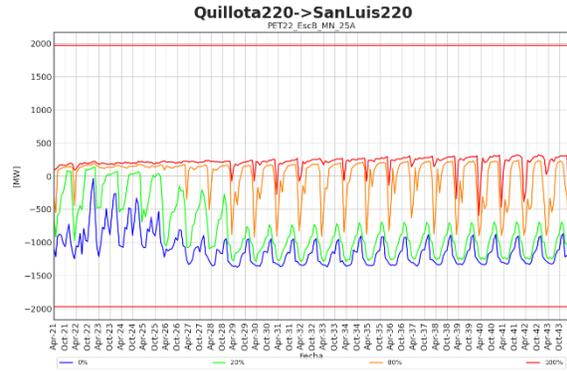


Figura 5-68 Utilización esperada tramo 220 kV Quillota – San Luis.

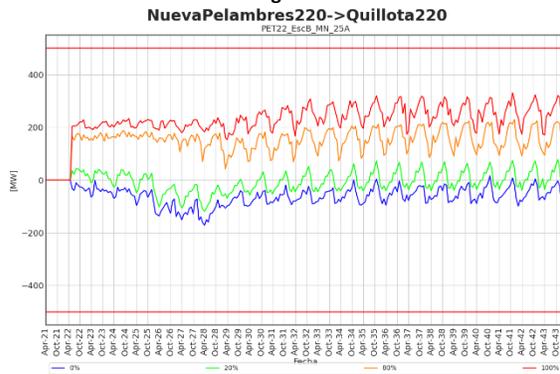


Figura 5-69 Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Pelambres – Quillota.

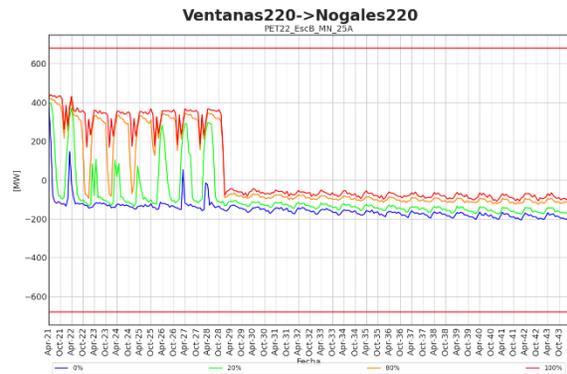


Figura 5-70 Utilización esperada tramo 220 kV Ventanas – Nogales.

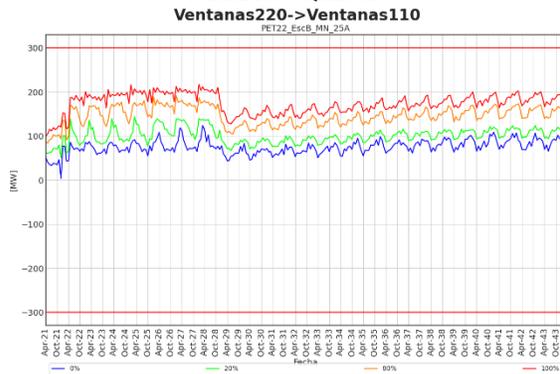


Figura 5-71 Utilización esperada Transformadores 220/110 kV Ventanas.

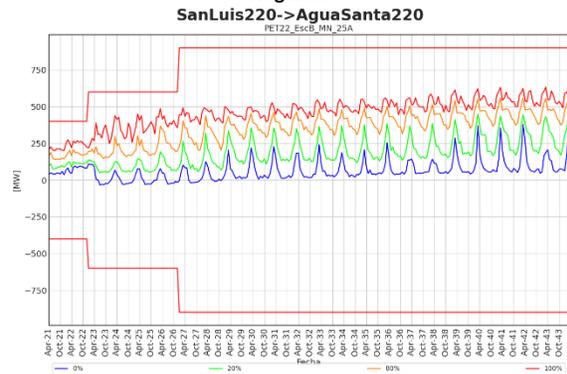


Figura 5-72 Utilización esperada tramo 220 kV San Luis – Agua Santa.

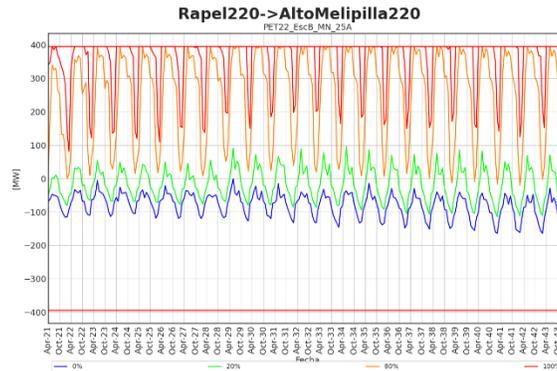


Figura 5-73 Utilización esperada tramo 220 kV Rapel – Alto Melipilla.

5.4.2.1 Comentarios

- Se observa que el sistema nacional analizado en esta zona, cuenta con holgura en todo el horizonte de análisis.
- Se observan efectos acotados en los flujos de los transformadores de S/E Ventanas, producto del retiro de centrales a carbón hasta el 2029.
- Se observan congestiones en el corredor 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla, las cuales se van acentuando gradualmente en el periodo 2021 – 2028 pero se mantienen en un bajo nivel. Luego a partir del 2029 se agravan en mayor medida y se mantienen a lo largo del horizonte, coincidente con la salida de las centrales a carbón del complejo Ventanas.

5.4.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-37.

Tabla 5-37. Cuadro de temperaturas, zona Quinta.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta Costa	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C
Quinta Interior - Aconcagua	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C

A continuación, mediante la tabla 5-38 a la tabla 5-44, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Quinta, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-38. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418/2017), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	Caso Base
Nueva Línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca – Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Mayaca 110 kV	Caso Base
Nueva S/E Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Calera	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Las Vegas	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Reñaca	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Antonio	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Felipe	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Valparaíso	Caso Base
Doble Barra Tap Algarrobo	Caso Base
Ampliación S/E Agua Santa	Caso Base
Ampliación S/E Catemu	Caso Base
Ampliación S/E Bosquemar	Caso Base
Ampliación S/E Placilla	Caso Base
Ampliación S/E Río Blanco	Caso Base
Ampliación S/E San Antonio	Verano 2020
Ampliación S/E San Felipe	Verano 2020
Subestación Nueva Casablanca 220/110 kV	Invierno 2020
Ampliación en S/E Alto Melipilla.	Invierno 2021
Nueva Línea 2x220 KV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	Invierno 2023

Obras Zonales de Expansión	Escenario
S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	Invierno 2021
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2021
Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael	Verano 2022
Nueva S/E La Pólvara 220/110 kV	Verano 2021

Tabla 5-39 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293/2018), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa – Placilla	Verano 2021
Aumento de Capacidad línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	Verano 2021
Ampliación en S/E Catemu	Invierno 2021
Nuevo Transformador en S/E La Calera	Invierno 2022
Extensión de línea 1x66 kV Las Piñatas – San Jerónimo	Invierno 2022
Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	Invierno 2020

Tabla 5-40 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4/2019).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	Verano 2024

Tabla 5-41 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198/2019), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca	Verano 2023
Ampliación en S/E Totoral	Verano 2023
Ampliación en S/E Rungue	Verano 2023
Ampliación en S/E Casablanca	Verano 2023

Tabla 5-42 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231/2019), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Loncura	Verano 2025

Tabla 5-43 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171/2020), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Quilpué	Verano 2025
Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2025
Ampliación en S/E Nueva San Rafael	Verano 2025
Ampliación en S/E Las Balandras	Invierno 2024
Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro – Quillota	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza	Verano 2025
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Esperanza – Río Aconcagua	Verano 2025

Tabla 5-44 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185/2020), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo – Los Poetas	Invierno 2025

En la tabla 5-45 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-45. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Quinta.

Proyecto	Escenario	Resolución
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 1	Invierno 2021	RE 655/2019
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 2	Invierno 2022	RE 655/2019
Nuevo Transformador en S/E Seccionadora Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Verano 2023	RE 206/2023

La demanda que se utiliza para el análisis de líneas y transformadores AT/AT, tal como se describe en los capítulos previos de este informe, corresponde a la demanda coincidente que genera la mayor exigencia en estas instalaciones.

En la tabla 5-46 se muestran las fechas en donde se encuentra las demandas máximas por escenario, en la mayor cantidad de subestaciones primarias, sin embargo, para el análisis se utilizan las demandas máximas de cada subestación primaria, cuyo nivel agregado se muestra en la figura 5-74.

Tabla 5-46. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Quinta.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta	04-02-2020 14:00	08-02-2020 21:00	22-06-2020 18:00	22-06-2019 19:00

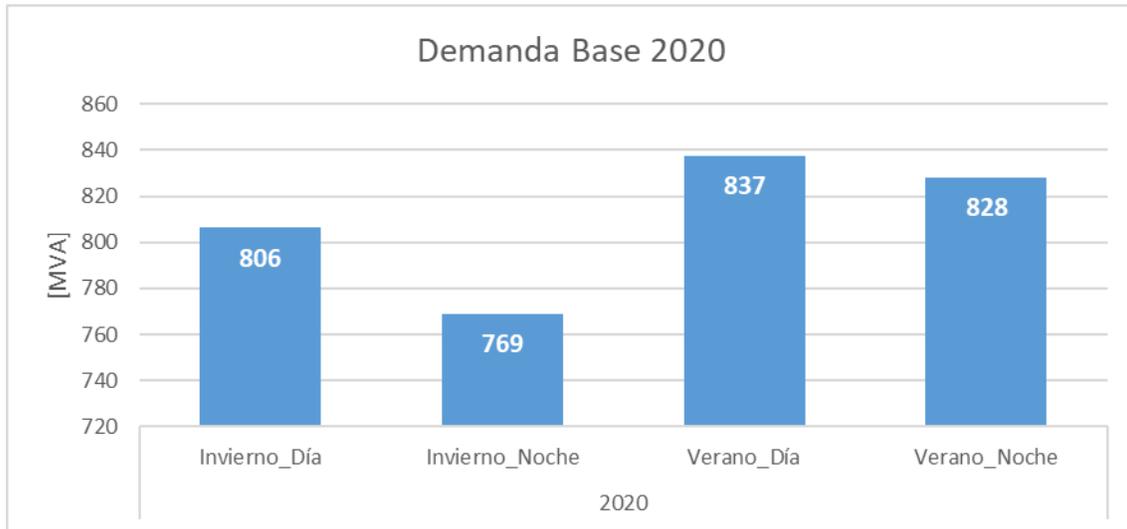


Figura 5-74. Demandas bases máximas coincidentes agregadas de la zona Quinta por escenario 2020.

5.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

El diagnóstico de transformadores AT/MT de la zona Quinta se realiza sobre 70 instalaciones existentes en el 2021, llegando a 80 al 2027 al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

La figura 5-75 presenta la evolución del estado del uso de los transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

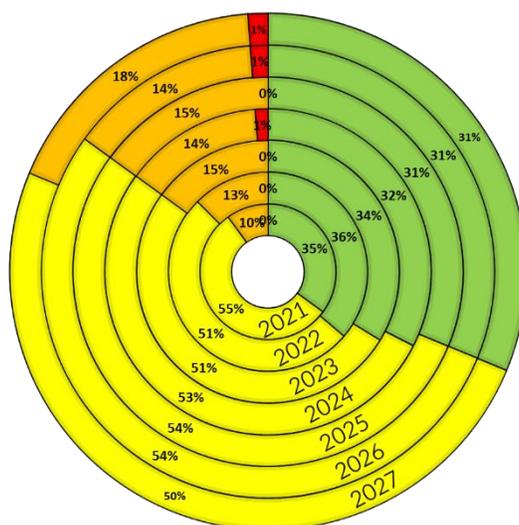


Figura 5-75. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Quinta.

El diagnóstico de la figura 5-75 muestra que en el año 2021 no se encuentran transformadores con cargabilidades sobre la nominal, existiendo un 10% de casos con una cargabilidad sobre el 85%, encontrándose en un estado de holgura reducida.

La cifra de transformadores con escasa holgura aumenta a un 13% en el año 2022, en coherencia a los aumentos de demanda esperados, y se mantiene en un rango similar hasta el 2026 en función de las obras con puesta en servicio estimada dentro del horizonte de análisis, que alivian las cargabilidades esperadas en estos equipos, así como en aquellos con sobrecargas esperadas en el 2024.

Al final del horizonte de análisis se identifica un transformador en condiciones de sobrecarga y 11 casos en condiciones de baja holgura con cargabilidades sobre el 85%.

La tabla 5-47 presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin posibilidad identificada de traspasos por redes de distribución o sin obras que permitan aliviar el uso de estos.

Por otro lado, la tabla 5-48 muestra aquellos transformadores que cuentan con una solución en los planes de expansión ya emitidos o en las propuestas de expansión del Coordinador.

Tabla 5-47. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Quinta.

Listado de transformadores con alta cargabilidad en el horizonte de análisis
REÑACA 110/12KV 30MVA 2
LOS PLACERES 110/12KV 25MVA 2
PANCHA 110/12KV 22.4MVA 2
ALGARROBONORTE 66/12KV 7MVA
PEÑABLANCA 115/24.5/13.2KV 30MVA

Tabla 5-48. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Quinta.

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
EL TOTORAL 66/12.5KV 8MVA 1	Solución decretada (DE 198/2019)
EL MELON 44/12KV 8MVA 2	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
LAS PIÑATAS 66/12.5KV 1.88MVA	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
LEYDA 115/13.8KV 12.5MVA	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
SAN SEBASTIAN 66/12KV 18.3MVA	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
SAN PEDRO 110/12KV 25MVA 2	Distribución de carga transformador aledaño
LA CALERA 110/12KV 22.5MVA 2	Solución decretada (DE 252/2020)
QUILPUE 110/12KV 25MVA 1	Solución decretada (DE 252/2020)
QUILPUE 110/12KV 25MVA 2	Solución decretada (DE 252/2020)

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de los transformadores indicados en la tabla 5-47.

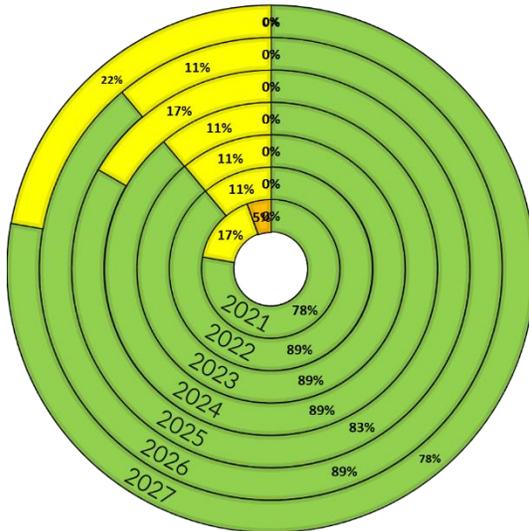
5.4.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El diagnóstico de transformadores AT/AT se realiza sobre 13 instalaciones existentes en el 2021, totalizando 16 instalaciones al 2027 al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

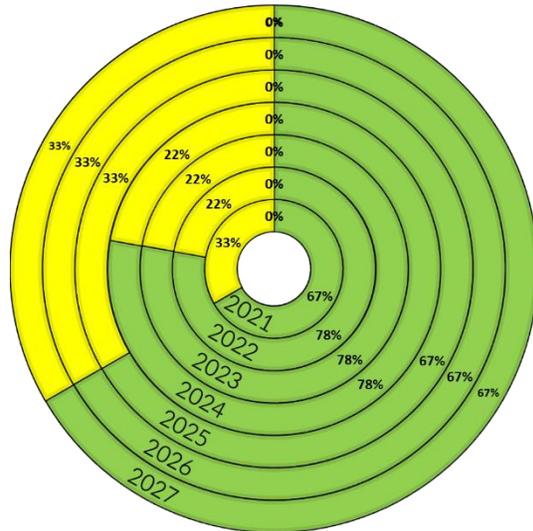
La figura 5-76 presenta la evolución del estado del uso de los transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayora a 100%

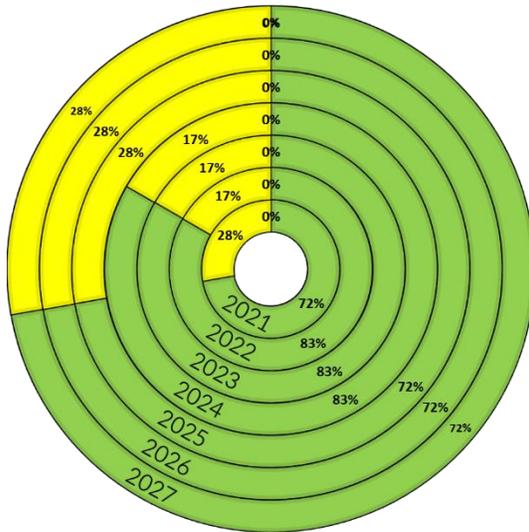
Verano Día



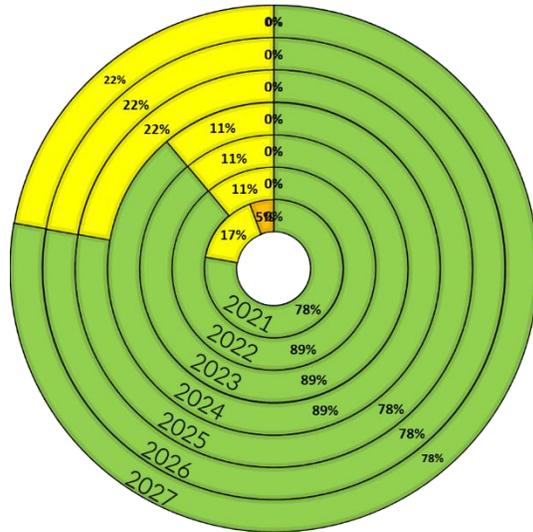
Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche



Verano Día con Generación Local

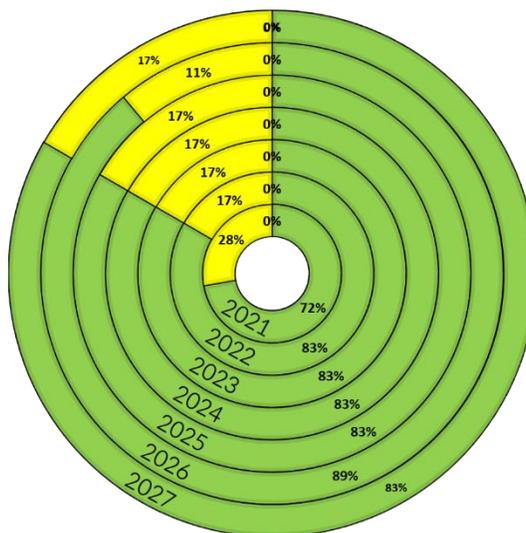


Figura 5-76. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Quinta.

El diagnóstico que se presenta en la figura 5-76 no indica transformadores en condiciones de sobrecarga o de baja holgura en el horizonte 2021 – 2027, lo anterior se debe principalmente a las obras nuevas y de ampliación del DE 418/2017 que evitan altas cargabilidades a partir del 2022.

Las obras corresponden a un nuevo transformador 220/110 kV de 150 MVA en S/E Alto Melipilla, un nuevo transformador 220/110 de 300 MVA en S/E Agua Santa, y la nueva S/E Rio Aconcagua con un transformador 220/110 kV de 350 MVA.

Tabla 5-49. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Quinta.

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
Los Maquis 220/110/12	Solución decretada (DE 418/2017)
Alto Melipilla 220/110kV-150MVA	Solución decretada (DE 418/2017)
Los Quilos 110/66/13.8 kV	Solución decretada (DE 418/2017)

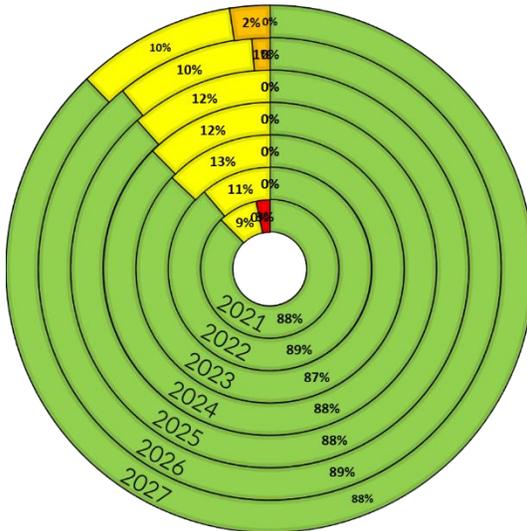
5.4.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El diagnóstico de líneas de transmisión zonal se realiza sobre 161 instalaciones existentes en el 2021, totalizando 164 instalaciones al 2027, al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

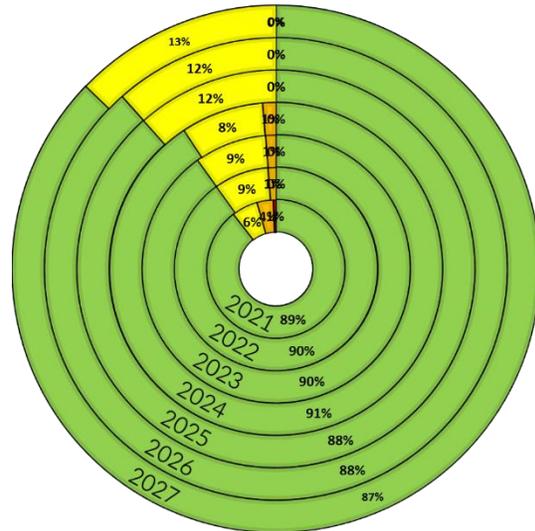
La figura 5-77 presenta la evolución del estado del uso de las líneas de transmisión desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

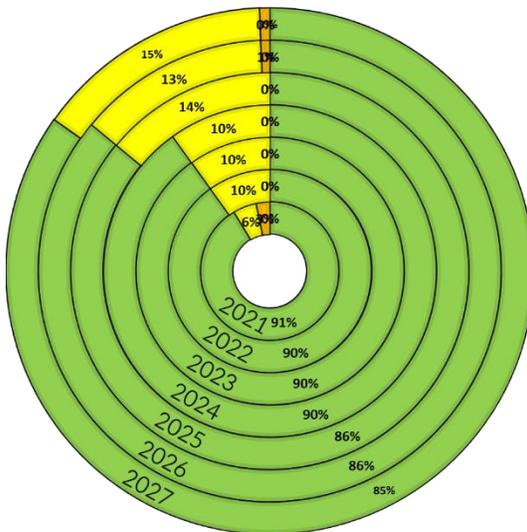
Verano Día



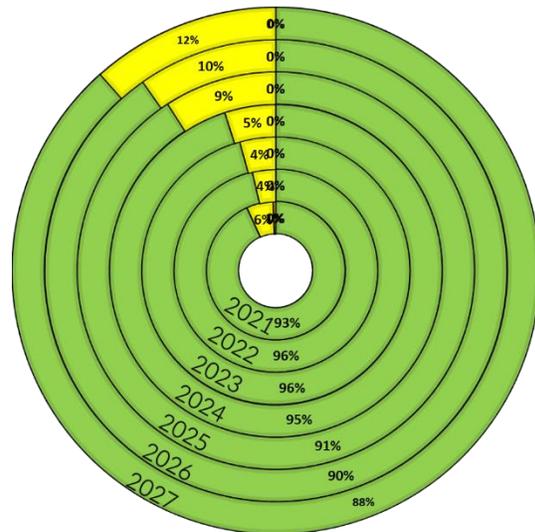
Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche



Verano Día con Generación Local

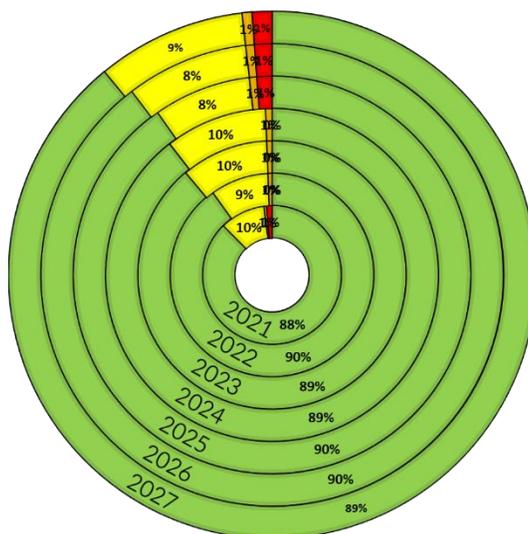


Figura 5-77. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Quinta.

El diagnóstico de la figura 5-77 muestra que en el año 2021 existen 3 líneas entre SS/EE Los Maquis, Totoralillo y San Rafael, con alta cargabilidad en los escenarios de verano, especialmente al considerar las inyecciones de las centrales en S/E Aconcagua y S/E Totoralillo, las cuales se ven inmediatamente aliviadas en el año 2022, con la puesta en servicio de S/E Rio Aconcagua, pero que gradualmente alcanzan altos niveles de cargabilidad a partir del año 2025.

La solución de los casos identificados se encuentra incluida en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 del Coordinador.

Tabla 5-50. Líneas de transmisión con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Quinta.

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
1x110 kV Tap San Rafael – Totoralillo	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador
1x110 kV Totoralillo – Tap Los Maquis	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador
1x110 kV Tap San Rafael – Tap Los Maquis	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador

5.4.7 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Los requerimientos de seguridad en la zona de análisis se identifican a través de las clasificaciones de densidad de demanda y clientes abastecidos en cada subestación primaria, acorde a lo que se presenta en el capítulo 4.2.3.

Esta zona en general es de baja densidad con alrededor de solo un 37% de subestaciones con una densidad media concentradas principalmente en las cercanías a la costa como son Viña del Mar, Playa Ancha y Reñaca entre otros.

En la figura 5-78 y tabla 5-51 se muestran las clasificaciones de densidad de las subestaciones primarias y su distribución geográfica.

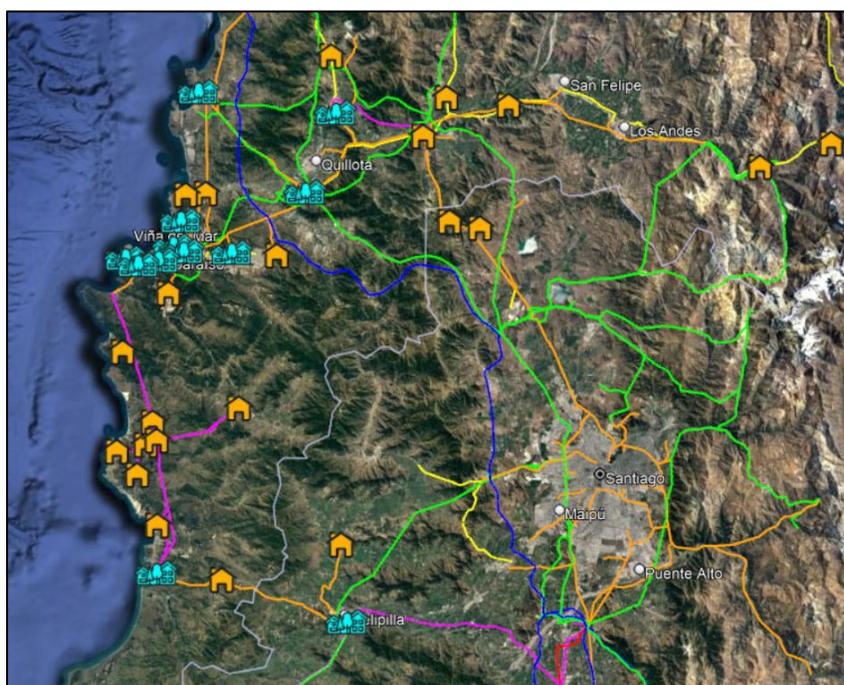


Figura 5-78 Clasificación de densidad de subestaciones primarias, zona Quinta

Tabla 5-51. Clasificación de densidad de subestaciones primarias, zona Quinta.

Densidad Media	Baja Densidad
S/E BAJO MELIPILLA	S/E ALGARROBO NORTE
S/E LA CALERA	S/E BOLLENAR

Densidad Media	Baja Densidad
S/E LOS PLACERES	S/E BOSQUEMAR
S/E MARGA MARGA	S/E CASABLANCA
S/E MIRAFLORES	S/E CATEMU
S/E PLAYA ANCHA	S/E CONCON
S/E QUILPUE	S/E EL MELON
S/E QUINTERO	S/E EL TOTORAL
S/E REÑACA	S/E JUNCAL PORTILLO
S/E SAN ANTONIO	S/E LAS BALANDRAS
S/E SAN PEDRO (AES GENER)	S/E LAS PINATAS
S/E VALPARAISO	S/E LAS VEGAS (CHILQUINTA)
S/E SAN RAFAEL	S/E LEYDA
	S/E PANQUEHUE
	S/E PEÑABLANCA
	S/E PLACILLA (CHILQUINTA)
	S/E QUINTAY
	S/E RIO BLANCO
	S/E RUNGUE
	S/E SAN JERONIMO
	S/E SAN SEBASTIAN

En esta zona se analizaron los efectos de 100 contingencias de líneas de transmisión, que abarcan todos los corredores de la zona Quinta, y 16 contingencias de transformadores AT/AT, en el año 2027 en los 5 escenarios de verano día con y sin el aporte de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche.

El diagnóstico de cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión, se presenta en la figura 5-79.

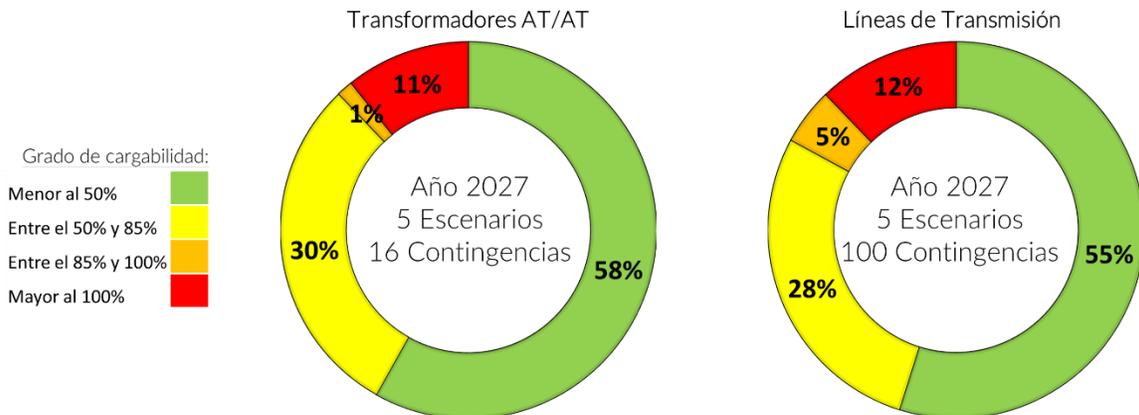


Figura 5-79 Diagnóstico del uso de instalaciones en contingencia, zona Quintana Roo.

El diagnóstico de contingencias muestra en general un bajo efecto de las contingencias de transformadores, solo con un 11% de casos con sobrecarga, debido principalmente a la existencia de múltiples apoyos con redundancias en toda la región.

De manera similar se ve una baja cantidad de casos en las contingencias de líneas, en donde se muestra un 12% de casos con sobrecarga.

Para el caso de subestaciones AT/AT se analiza el flujo de potencia sobre las capacidades nominales de cada transformador en la condición de contingencia de otro transformador, con el objetivo de estimar el nivel de desprendimiento de carga necesario para no sobrecargar las instalaciones. En la figura 5-80 se puede observar que la única condición de sobrecarga en transformadores AT/AT se da en S/E Quinteros con una carga de 6 MVA sobre la nominal.

Luego la tabla 5-52 muestra la contingencia de transformadores que afecta en mayor medida a cada instalación, en donde se observa que es la contingencia en S/E Ventanas la que genera la sobrecarga de 6 MVA en S/E Quinteros.

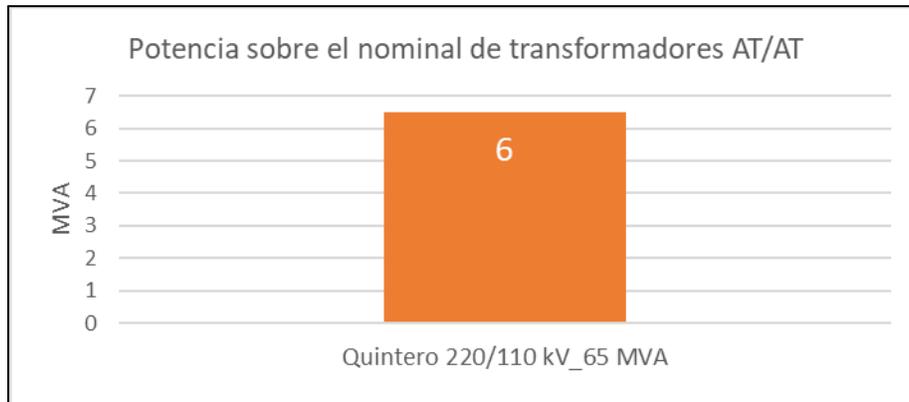


Figura 5-80 Efecto de las contingencias para transformadores AT/AT, zona Quinta.

Tabla 5-52. Contingencias más críticas para transformadores AT/AT, zona Quinta.

Instalación	Contingencia más crítica
Quintero 220/110 kV 65 MVA	Ventanas 220/110/12 kV 300MVA

En el caso de las líneas de transmisión, la tabla 5-53 muestra aquellas con sobrecargas, la clasificación a partir de la densidad de las subestaciones a las que abastecen y las principales subestaciones afectadas por la contingencia.

Luego en la tabla 5-54 se muestran aquellas instalaciones que poseen alguna obra propuesta para dar solución a la problemática.

Tabla 5-53 Líneas sobrecargadas en contingencias, zona Quinta.

Instalación	Cargabilidad en contingencia	Clasificación de densidad	Subestaciones Afectadas	¿Solución Propuesta PET 2021?
Totalillo - Tap Los Maquis 110kV L2	150%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap San Rafael - Totalillo 110 kV L2	162%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap San Rafael - San Rafael 110kV C2	107%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap San Rafael - San Rafael 110kV C1	175%	Densidad Media	San Rafael	No

Instalación	Cargabilidad en contingencia	Clasificación de densidad	Subestaciones Afectadas	¿Solución Propuesta PET 2021?
Tap S.Felipe - Tap S.Rafael 110kV (3)	133%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap S. Rafael - Tap Los Maquis 110 kV L1	157%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap Los Maquis - Los Maquis 110kV L2	171%	Densidad Media	San Rafael	No
Tap Los Maquis - Los Maquis 110kV L1	172%	Densidad Media	San Rafael	No
San Isidro - San Pedro 110 kV	140%	Densidad Media	San Pedro; Mayaca Peñablanca; Quilpue	No
S/E Chagres - Tap San Felipe 44 kV C2	106%	Baja densidad	Panquehue	No
S/E Chagres - Tap San Felipe 44 kV C1	106%	Baja densidad	Panquehue	No
Quillota - San Pedro 110 kV C2	140%	Densidad Media	San Pedro; Mayaca Peñablanca; Quilpue	No
Miraflores - Marga Marga 110 kV L1	106%	Densidad Media	Marga Marga	No
Las Vegas - Tap Chagres 44 kV C2	113%	Baja densidad	Chagres; Catemu; Panquehue	No
Las Vegas - Tap Chagres 44 kV C1	113%	Baja densidad	Chagres; Catemu; Panquehue	No
Esperanza - Tap Chagres 110 kV L1	116%	Densidad Media	Esperanza; Las Vegas; Calera	No
Esperanza - Chagres 110 kV L2	116%	Densidad Media	Esperanza; Las Vegas; Calera	No
Agua Santa - Miraflores 110 kV C2	113%	Densidad Media	Miraflores; Marga Marga; Torquemada	No
Agua Santa - Miraflores 110 kV C1	113%	Densidad Media	Miraflores; Marga Marga; Torquemada	No

Tabla 5-54. Líneas de transmisión con sobrecargas en contingencia que sí cuentan con solución, zona Quinta.

Instalación	Obra de Expansión
Totalillo - Tap Los Maquis 110kV L2	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap San Rafael - Totalillo 110 kV L2	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap San Rafael - San Rafael 110kV C2	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap San Rafael - San Rafael 110kV C1	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap S.Felipe - Tap S.Rafael 110kV (3)	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap S. Rafael - Tap Los Maquis 110 kV L1	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap Los Maquis - Los Maquis 110kV L2	Solución en Complemento 2019 del Coordinador
Tap Los Maquis - Los Maquis 110kV L1	Solución en Complemento 2019 del Coordinador

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de las líneas de transmisión indicadas en la tabla 5-53 y transformadores indicados en la tabla 5-52.

5.4.8 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-55, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona Quinta.

Tabla 5-55 Restricciones actuales de operación en la zona Quinta.

Instalación	Problemática
S/E Las Palmas	- Paños de 220 kV asociados al transformador N°1 220/23 kV (PE Canela I), a las líneas 1x220 kV Las Palmas - Canela 2, 1x220 kV Las Palmas - Totalillo 2 y 1x220 kV Las Palmas - Punta Palmeras, sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Los Vilos	- Paños de 220 kV asociados a las líneas 1x220 kV Los Vilos - Choapa y 220 kV Los Vilos - Los Espinos, sin la posibilidad de ser reemplazados.
Sistema Quinta Región Costa	- Restricciones operacionales en escenarios de alta demanda e indisponibilidad de generación interna, ante la desconexión forzada del transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa.
S/E Agua Santa y Línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde	- Imposibilidad de brindar respaldo a los consumos de la línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde, ante la falla de la barra 110 kV de S/E Agua Santa.

Instalación	Problemática
S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV	- Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la SS/EE Melipilla, El Maitén, El Paico, El Monte, San Sebastián, Bollenar, Leyda y San Antonio desde otras SS/EE ante la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla.
S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV	- Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de las SS/EE Quelentaro, San Fernando, Portezuelo, Las Arañas y de la línea 66 kV Portezuelo - San Fernando desde las SS/EE San Fernando y Reguladora Rapel.
Sistema Quinta Región Aconcagua	- Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 1x110 kV Totalillo - Tap San Rafael y Tap Los Maquis - Tap San Rafael, frente a desconexiones intempestivas de las líneas 1x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y Totalillo - Chagres, respectivamente, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona.
S/E Ventanas	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.
S/E San Luis	- Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Agua Santa y 1x220 kV San Luis - Quintero, sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Agua Santa	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.

5.4.9 PROYECCIONES DE ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado requerimientos o nuevas instalaciones producto de proyectos de electromovilidad en los sistemas analizados de la zona Quinta.

5.4.10 SENSIBILIDAD PMGD

La tabla 5-56 muestra los resultados del análisis de sensibilidad realizado para la generación PMGD presente en la zona de la Quinta.

Tabla 5-56. Resultados del análisis de generación PMGD en la zona Quinta.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
S/E BOLLENAR	ID 557 BA S/E BOLLENAR 13.2KV BP1	PMGD PFV EL PILPEN	3,0	Sin observaciones.
S/E BOLLENAR	ID 557 BA S/E BOLLENAR 13,2KV BP1	PMGD PFV EL QUELTEHUE	3,0	Sin observaciones.
S/E Bollenar	Alimentador Mallarauco	PMGD PFV LIRIO DEL CAMPO	2,8	Sin observaciones.
S/E Bollenar	Alimentador San José	PMGD PFV LOS MOLINOS	9,0	Sin observaciones.
S/E BOLLENAR	ID 557 BA S/E BOLLENAR 13.2KV BP1	PMGD PFV MARIA PINTO	3,0	Sin observaciones.
S/E BOLLENAR	ID 557 BA S/E BOLLENAR 13.2KV BP1	PMGD TER EL CAMPESINO U1	1,0	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	Alimentador Casablanca	PMGD PFV CAIMI	0,2	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	Alimentador Cooperativa	PMGD PFV LINGUE	3,0	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	Alimentador Corpora	PMGD PFV LOS MAGNOLIOS SOLAR	3,0	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA 12KV	PMGD PFV OLIVILLO	9,0	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA 12KV	PMGD PFV PIQUERO	3,0	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA	PMGD TER CASABLANCA II U1	0,9	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA	PMGD TER CASABLANCA U1	0,8	Sin observaciones.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA	PMGD TER CASABLANCA U2	0,8	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA	PMGD TER TAPIHUE U1	3,2	Sin observaciones.
S/E CASABLANCA	S/E CASABLANCA	PMGD TER TAPIHUE U2	3,2	Sin observaciones.
S/E CATEMU	ID 996 BA S/E CATEMU 12KV BP2	PMGD PFV CATEMU	2,0	Sin observaciones.
S/E CATEMU	ID 996 BA S/E CATEMU 12KV BP2	PMGD PFV ÑILHUE	1,1	Sin observaciones.
S/E CATEMU	ID 996 BA S/E CATEMU 12KV BP2	PMGD PFV PEDREROS SOLAR	3,0	Sin observaciones.
S/E CATEMU	S/E CATEMU 12KV	PMGD PFV RODEO	3,0	Sin observaciones.
S/E CATEMU	ID 996 BA S/E CATEMU 12KV BP2	PMGD PFV TUCUQUERE	3,0	Sin observaciones.
S/E CONCON	ID 2917 BA S/E CONCON 12KV BP1	PMGD TER LIPIGAS CONCON U1	2,0	Sin observaciones.
S/E CONCON	ID 2917 BA S/E CONCON 12KV BP1	PMGD TER LIPIGAS CONCON U2	2,0	Sin observaciones.
S/E CONCON	ID 2917 BA S/E CONCON 12KV BP1	PMGD TER LIPIGAS CONCON U3	2,0	Sin observaciones.
S/E LA CALERA	ID 1004 BA S/E LA CALERA BARRA CBP2	PMGD TER BIO CRUZ U1	1,6	Sin observaciones.
S/E LA CALERA	ID 1004 BA S/E LA CALERA BARRA CBP2	PMGD TER BIO CRUZ U2	1,2	Sin observaciones.
S/E LA CALERA	ID 1004 BA S/E LA CALERA BARRA CBP2	PMGD TER BIO CRUZ U3	1,5	Sin observaciones.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
S/E LA CALERA	ID 1004 BA S/E LA CALERA BARRA CBP2	PMGD TER BIO CRUZ U4	1,0	Sin observaciones.
S/E LA CALERA	S/E LA CALERA	PMGD TER TOMAVAL U1	1,7	Sin observaciones.
S/E LA CALERA	S/E LA CALERA 12KV	PMGD TER TOMAVAL U2	1,2	Sin observaciones.
S/E LAS VEGAS (CHILQUINTA)	Pachacama	PMGD PFV LOS TILOS	3,6	Sin observaciones.
S/E LAS VEGAS (CHILQUINTA)	SE LAS VEGAS	PMGD PFV OCOA	3,0	Sin observaciones.
S/E LEYDA	ID 635 BA S/E LEYDA 13.2KV	PMGD TER ERMITAÑO	3,0	Sin observaciones.
S/E LEYDA	SE LEYDA	PMGD TER SEPULTURA (U1-U6)	3,0	Sin observaciones.
S/E LOS PLACERES	ID_5761 IM S/E PLACERES C1	PMGD PFV UTFSM VALPARAISO VALDES	0,2	Sin observaciones.
S/E MIRAFLORES	ID 5780_IM S/E MIRAFLORES C2	PMGD PFV UTFSM VIÑA DEL MAR	0,5	Sin observaciones.
S/E PANQUEHUE	ID 1020 BA S/E PANQUEHUE 12KV BP1	PMGD PFV CRUZ SOLAR	3,0	Sin observaciones.
S/E PANQUEHUE	ID 1020 BA S/E PANQUEHUE BARRA 12KV	PMGD PFV PANQUEHUE II	6,0	Sin observaciones.
S/E QUILPUE	ID 1024 S/E QUILPUE 12KV BP1	PMGD PFV LOS PERALES	3,0	Sin observaciones.
S/E RUNGUE	S/E RUNGUE 23KV	PMGD PFV TILTIL	2,5	Sin observaciones.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
S/E SAN FELIPE	S/E SAN FELIPE	PMGD HP EL TARTARO U1	0,1	Transformador de 50 MVA disponible.
S/E SAN FELIPE	ID 1040 S/E SAN FELIPE BP1	PMGD PFV ENCON SOLAR	8,6	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	Barra 12kV SE San Felipe	PMGD PFV FILOMENA SOLAR	3,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	ID 1041 BA S/E SAN FELIPE 12KV BP2	PMGD PFV HORMIGA SOLAR	2,5	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	ID_4285 IM S/E SAN FELIPE C4	PMGD PFV JAHUEL	6,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	ID 1040 BA S/E SAN FELIPE 12KV BP1	PMGD PFV KONDA	3,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	S/E SAN FELIPE 12KV	PMGD PFV MARIN	3,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	Alimentador Putaendo	PMGD PFV RINCONADA NORTE (SLK 808)	3,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	S/E SAN FELIPE	PMGD PFV SANTUARIO SOLAR	3,0	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	S/E SAN FELIPE 12KV	PMGD TER CORTES U1	1,5	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	S/E SAN FELIPE	PMGD TER CORTES U2	1,5	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	ID 1041 BA S/E SAN FELIPE 12KV BP2	PMGD TER DOÑA JAVIERA U1	0,9	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN FELIPE	ID 1041 BA S/E SAN FELIPE 12KV BP2	PMGD TER DOÑA JAVIERA U2	0,9	Transformador de 50 MVA disponible

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
S/E SAN FELIPE	ID 1041 BA S/E SAN FELIPE 12KV BP2	PMGD TER DOÑA JAVIERA U3	0,1	Transformador de 50 MVA disponible
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	ID 1043 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2	PMGD HP SAUCE ANDES U1	0,4	Sin observaciones.
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	ID 1043 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2	PMGD HP SAUCE ANDES U2	0,4	Sin observaciones.
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	ID 1043 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2	PMGD HP SAUCE ANDES U3	0,4	Sin observaciones.
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	ID 1043 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) BARRA 12KV N° 2	PMGD HP SAUCE ANDES U4	0,4	Sin observaciones.
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	ID 1521 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) 23KV BP1	PMGD PFV CASUTO	2,8	Sin observaciones.
S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA)	1521 BA S/E SAN RAFAEL (CHILQUINTA) 23KV	PMGD PFV CHACABUCO	9,0	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12KV	PMGD TER EL MOLLE U1	0,8	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12 KV	PMGD TER EL MOLLE U2	0,8	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12 KV	PMGD TER EL MOLLE U3	0,8	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12 KV	PMGD TER EL MOLLE U4	0,8	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12 KV	PMGD TER EL MOLLE U5	0,8	Sin observaciones.
S/E VALPARAISO	S/E VALPARAISO 12 KV	PMGD TER EL MOLLE U6	0,8	Sin observaciones.

5.5 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

5.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km². Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 7.112.808 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país. El PIB de la Región Metropolitana corresponde al cuarto del país.

El sistema eléctrico de la zona estudiada se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 85 km lineales, cubriendo las instalaciones de la Región Metropolitana. La

figura 5-81 muestra de forma referencial la ubicación de las instalaciones comprendidas en el presente análisis.

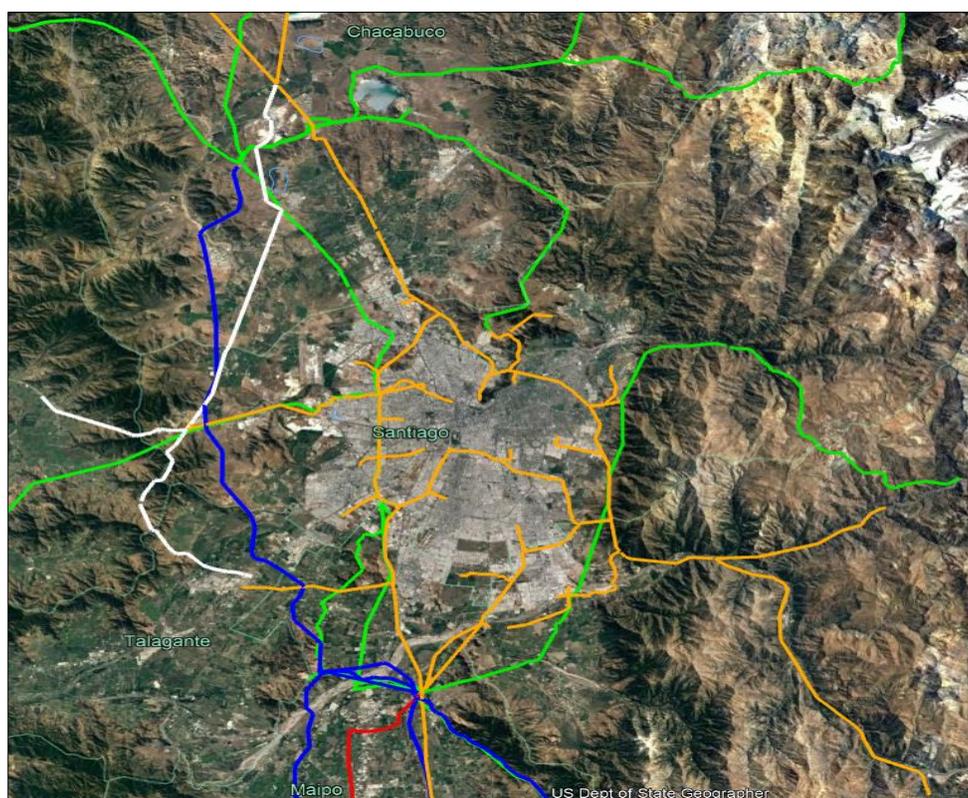


Figura 5-81. Mapa geográfico de la zona Metropolitana.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializan, se presentan en la figura 5-82. La tabla 5-57 presenta las características principales de estas instalaciones. A modo general, se puede indicar que el sistema nacional alimenta la demanda de los clientes regulados y libres del Gran Santiago, principalmente a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y Cerro Navia 220/110 kV.

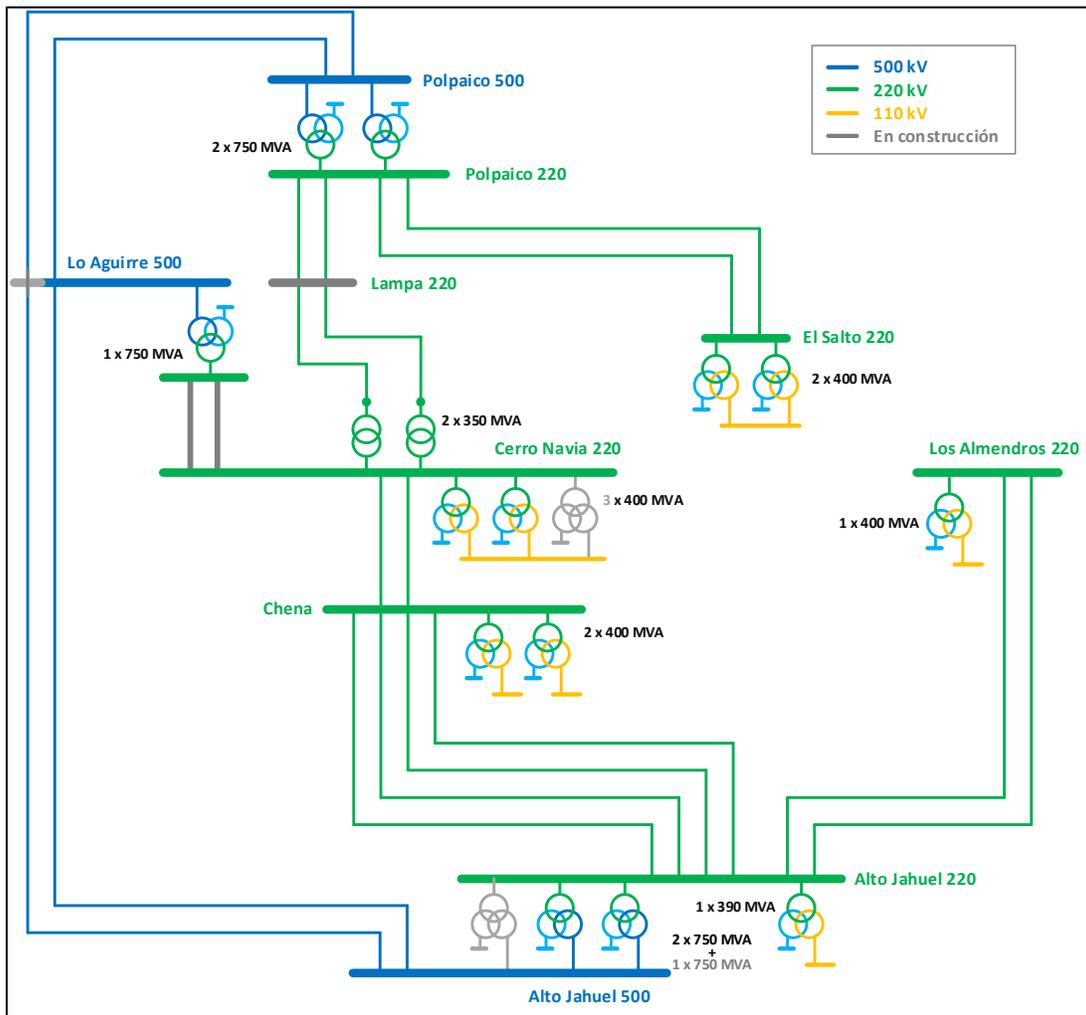


Figura 5-82. Sistema de Transmisión Nacional, Zona Metropolitana.

Tabla 5-57. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Metropolitana.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Polpaico – Lo Aguirre	500	1	1.800	Existente
L. Polpaico – Alto Jahuel	500	1	1.800	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Jahuel	500	1	1.800	Existente
L. Polpaico – (Lampa) Cerro Navia	220	2	310	Existente
L. Lo Aguirre – Cerro Navia	220	2	1.500	Existente
L. Cerro Navia - Chena	220	2	415	Existente
L. Chena – Alto Jahuel L1	220	2	415	Existente
L. Chena – Alto Jahuel L2	220	2	367	Existente
L. Polpaico – El Salto	220	2	800	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Melipilla L1	220	2	197	Existente
L. Rapel – Alto Melipilla L1	220	2	197	Existente
L. Lo Aguirre – Alto Melipilla L2	220	1 de 2	290	Existente
L. Rapel – Alto Melipilla L2	220	1	290	Existente
Transformadores S/E Polpaico	500/220	2	750	Existente
Transformador S/E Lo Aguirre	500/220	1	750	Existente
Transformadores T4 y T5 S/E Alto Jahuel	500/220	2	750	Existente
Transformador S/E Alto Jahuel	500/220	1	750	Existente
Transformador Desfasador S/E Cerro Navia	220/220	2	350	Existente
S/E Lo Aguirre (seccionamiento completo)	500	-	-	Existente
S/E (Nueva) Lampa	220	-	-	Existente

El Sistema de Transmisión Zonal de la Región Metropolitana se caracteriza por ser un sistema enmallado de doble circuito en 110 kV que interconecta a las subestaciones AT/MT. Estas subestaciones AT/MT se interconectan al anillo a través de arranques que se conectan mayoritariamente en configuración tap con el sistema enmallado de 110 kV. Existen tramos radiales desde S/E Cerro Navia hasta S/E Lo Aguirre y desde S/E Maipo hasta S/E Pirque. El sistema Zonal se interconecta con el Sistema Nacional, a través de 5 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son:

- S/E Alto Jahuel
- S/E Chena
- S/E Cerro Navia
- S/E El Salto

- S/E Los Almendros

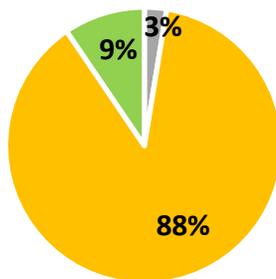
Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona urbana del Gran Santiago. La generación local tiene baja participación en el abastecimiento de la demanda de esta zona. Las inyecciones más relevantes son:

- Central termoeléctrica Renca y Nueva Renca (inyección en S/E Renca 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas Sauzal, Sauzalito y Coya (inyección en S/E Alto Jahuel 110 kV).
- Centrales hidroeléctricas El Volcán, Guayacán, Los Maitenes, Queltehues y Puntilla (inyección en S/E Florida 110 kV).

En tanto el sistema de transmisión zonal está compuesto por un total de 102 líneas, cuya extensión alcanza cerca de 1.148 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, y 44 kV donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad (102 líneas) y cubren una mayor distancia (802 km aproximadamente). La demanda de este sistema se abastece desde las subestaciones: S/E Cerro Navia 220/110 kV, S/E El Salto 220/110 kV, S/E Chena 220/110 kV, S/E Buin 220/110 kV y S/E Alto Jahuel 220/110 kV y S/E Los Almendros 220/110 kV.

En la figura 5-83 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



■ 44 kV ■ 110 kV ■ 220 kV

Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

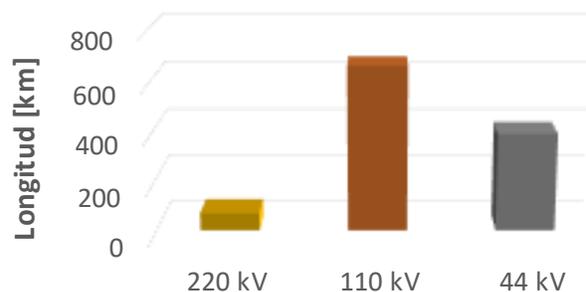


Figura 5-83. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Metropolitana.

En la figura 5-84 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

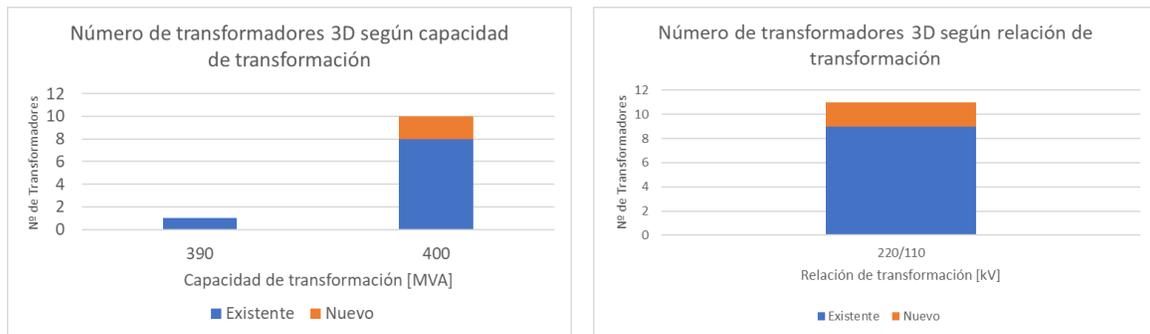


Figura 5-84. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Metropolitana.

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observan en la figura 5-84, son los instalados en la S/E Cerro Navia con una fecha estimada de entrada en operación durante el 2021, según el DE 418/2017, y en la nueva S/E Baja Cordillera con una fecha estimada de entrada en operación durante el 2026, según el DE 185/2020.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 142 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 0,5 hasta 50 MVA. En la figura 5-85 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

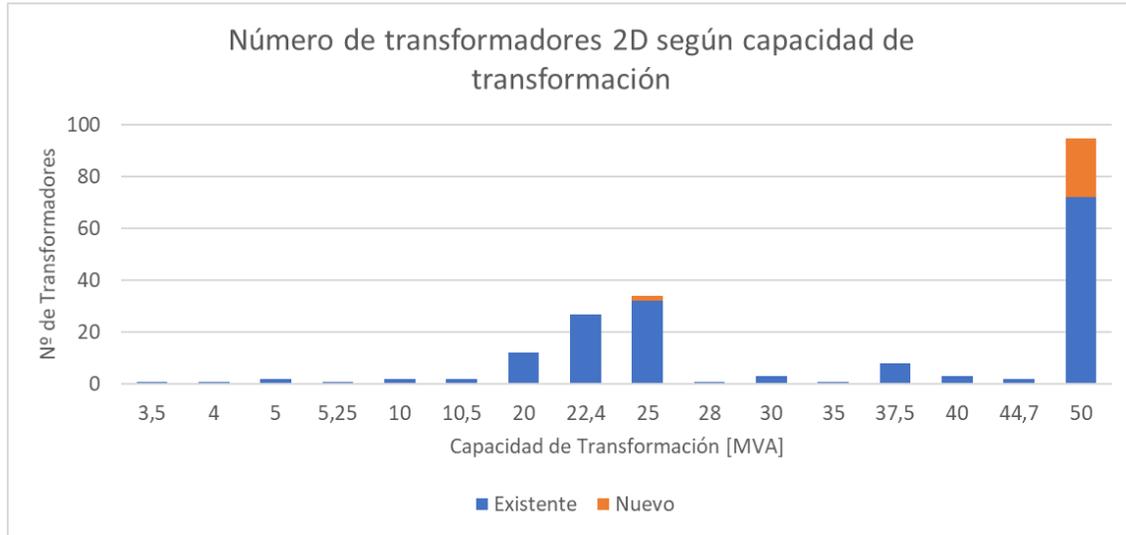


Figura 5-85. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, Zona Metropolitana.

5.5.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 5-86 a la figura 5-93 se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

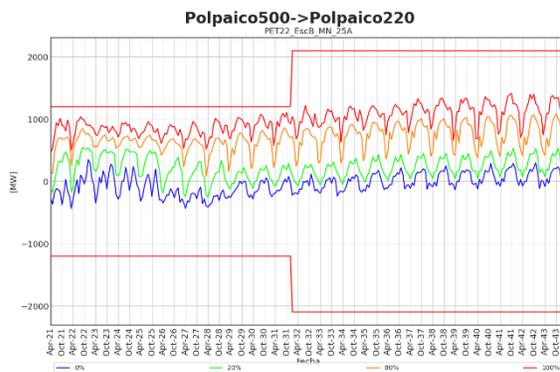


Figura 5-86 Utilización esperada transformadores 500/220 kV Polpaico.

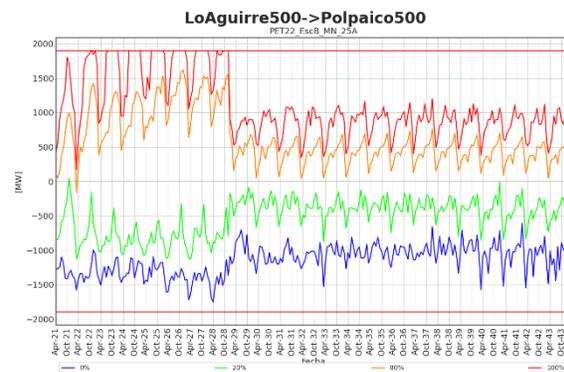


Figura 5-87 Utilización esperada tramo 500 kV Lo Agirre – Polpaico.

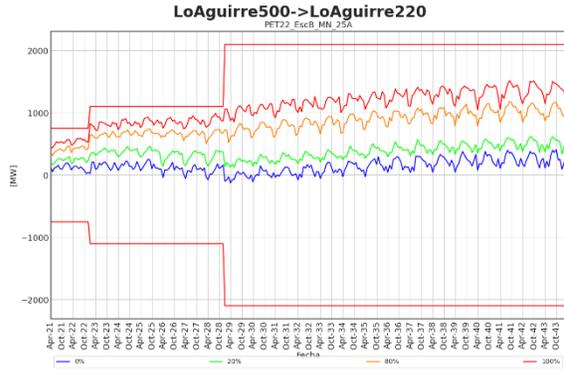


Figura 5-88 Utilización esperada transformador 500/220 kV Lo Aguirre.

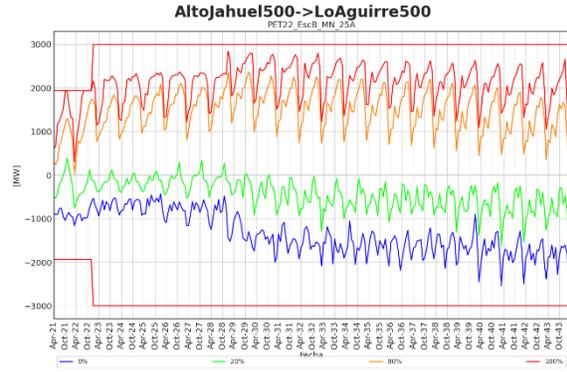


Figura 5-89 Utilización esperada tramo 500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre.

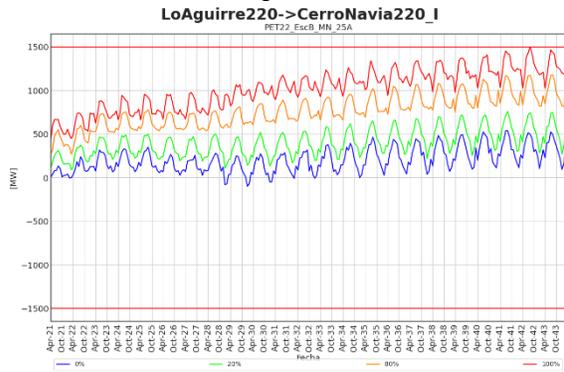


Figura 5-90 Utilización esperada tramo 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia.

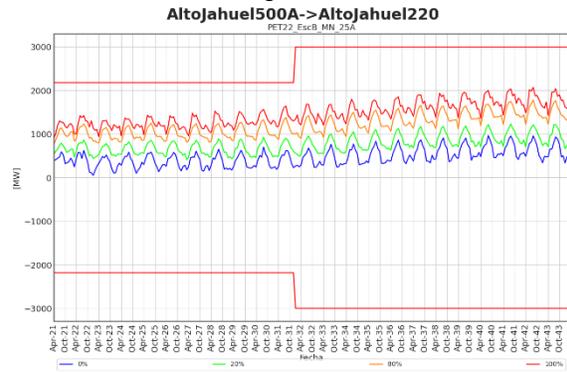


Figura 5-91 Utilización esperada transformador 500/220 kV Alto Jahuel.

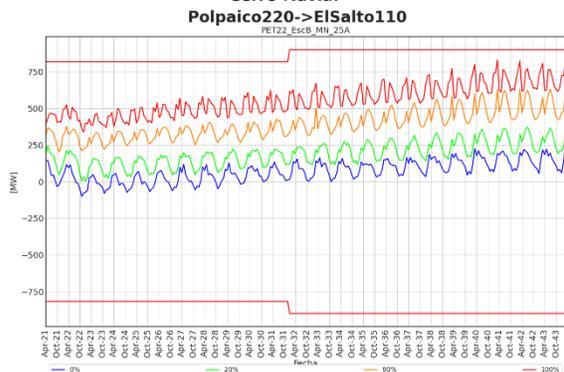


Figura 5-92 Utilización esperada tramo 220 kV Polpaico – El Salto.

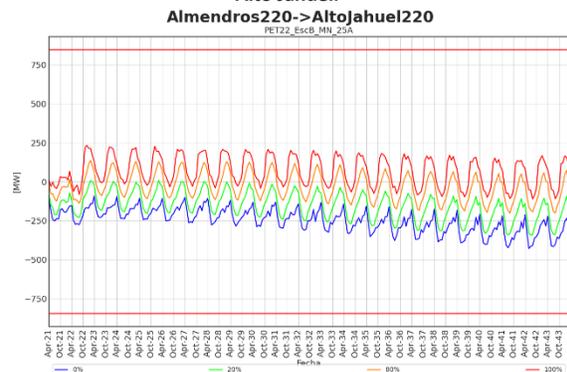


Figura 5-93 Utilización esperada tramo 220 kV Almendros – Alto Jahuel.

5.5.2.1 Comentarios

Se observa que el sistema nacional analizado en esta zona cuenta con holgura en todo el horizonte de análisis y que la utilización de aquellas instalaciones que abastecen la Región Metropolitana, aumentan su utilización gradualmente en función del crecimiento de la demanda en esta zona.

Se observan congestiones acotadas en la línea 2x500 Lo Aguirre – Polpaico que se mantienen en el horizonte 2022 – 2028 y desaparecen una vez que entra en servicio el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre.

También se observan congestiones puntuales en la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre previo a su ampliación.

5.5.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-58.

Tabla 5-58. Cuadro de temperaturas, zona Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C

A continuación, mediante la tabla 5-59 a la tabla 5-65, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la zona de la Región Metropolitana, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que se estima su puesta en servicio.

Tabla 5-59. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Tap Santa Elena – Tap Macul	Caso Base
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Lo Espejo – Tap Cisterna	Verano 2019
Aumento de Capacidad tramo de línea 2x110 kV Los Almendros – Tap Los Dominicos	Verano 2019
Aumento de Capacidad S/E Alonso de Córdova	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Bicentenario	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chacabuco	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chicureo	Caso Base

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Club Hípico	Caso Base
Nuevo Transformador en La Cisterna	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Lo Boza	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Los Dominicos	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Panamericana	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Quilicura	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E San Bernardo	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Joaquín	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San José	Caso base
Nuevo Transformador en S/E San Pablo	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Santa Rosa Sur	Caso Base
Ampliación en S/E Altamirano	Verano 2019
Ampliación en S/E Macul	Verano 2019
Ampliación en S/E Pudahuel	Verano 2019
Ampliación en S/E La Dehesa	Verano 2019
Ampliación en S/E Cerro Navia	Verano 2019
Modificación Paños de conexión de Línea 2x110 kV Las Vegas – Cerro Navia en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2021
Modificación Paños de conexión de paños de transformación TR5 y nuevo banco en nuevo patio GIS 110 kV S/E Cerro Navia	Verano 2021
Seccionamiento en S/E Pirque	Verano 2021
Ampliación en S/E Pirque	Verano 2021

Tabla 5-60 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Adecuaciones en S/E El Salto	Invierno 2023

Tabla 5-61 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Invierno 2023

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Polpaico	Invierno 2023

Tabla 5-62 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Apoquindo	Verano 2024
Ampliación en S/E La Reina	Verano 2024
Ampliación en S/E Curacaví	Verano 2024
Ampliación en S/E Nueva Lampa	Verano 2024
Ampliación en S/E Lo Aguirre	Verano 2024
Ampliación en S/E Batuco	Verano 2024
Ampliación en S/E Santa Marta	Verano 2024
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Alto Jahuel – Baja Cordillera	Verano 2025

Tabla 5-63 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Metropolitana.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110 kV y Mapocho – Vitacura	Verano 2026
Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	Verano 2025

Tabla 5-64: Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Metropolitana.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO	Verano 2026
AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL	Verano 2026

En la tabla 5-65 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-65. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Metropolitana.

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación en S/E Puente Alto y Ampliación en S/E Costanera	Verano 2021	RE 826 30/12/2019
Seccionamiento Línea 2x110 kV Alto Jahuel – Florida, nueva S/E Bajos de Mena, nueva línea 1x110 kV Bajos de Mena – Costanera, aumento de capacidad línea 1x110 kV Costanera – Puente Alto y aumento de capacidad línea 1x110 kV Puente Alto – Las Vizcachas	Verano 2023	RE 19 20/01/2020
Nueva Subestación Providencia, Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia y Modificaciones en Subestación Vitacura	Verano 2025	RE 91 18/03/2020

La tabla 5-66 enlista obras de generación de gran envergadura a inyectar en el sistema zonal analizado.

Tabla 5-66. Obras de Generación en el Sistema Zonal, zona Metropolitana.

Obras de Generación en el Sistema Zonal		Escenario
Alfalfal II		Verano 2022
Las Lajas		Verano 2022

La demanda que se utiliza para el análisis de líneas y transformadores AT/AT, tal como se describe en los capítulos previos de este informe, corresponde a la demanda coincidente que genera la mayor exigencia en estas instalaciones.

En la tabla 5-67, se muestran las fechas en donde se encuentra las demandas máximas por escenario, en la mayor cantidad de subestaciones primarias, sin embargo, para el análisis se utilizan las demandas máximas de cada subestación primaria, cuyo nivel agregado se muestra en la figura 5-94.

Tabla 5-67. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	27-01-2020 15:00	10-03-2020 20:00	25-06-2020 18:00	25-06-2020 19:00

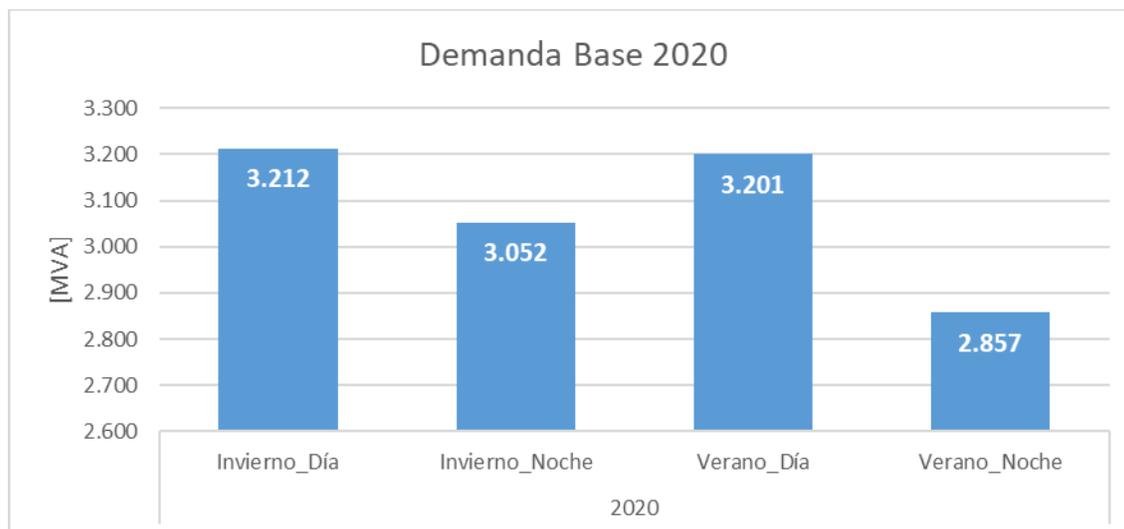


Figura 5-94. Demandas bases máximas coincidentes agregadas de la zona Metropolitana por escenario 2020.

5.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

El diagnóstico de transformadores AT/MT de la zona Metropolitana se realiza sobre 168 instalaciones existentes en el 2021, llegando a 195 al 2027 al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

La figura 5-95 presenta la evolución del estado del uso de transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

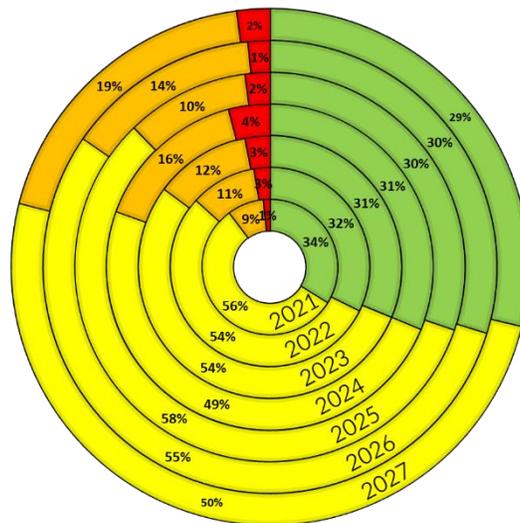


Figura 5-95. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Metropolitana.

El diagnóstico de la figura 5-95 muestra un uso intensivo de las unidades de transformación en el 2021, con un 2% de casos con una cargabilidad igual a la nominal y un 9% con holgura reducida.

La cifra de transformadores con sobrecarga alcanza un 4% en el 2024 y se reduce a un 2% en el año 2025, producto de la puesta en servicio de obras de planes de expansión en ese año.

De manera similar los casos de holgura reducida alcanzan un 15% en el año 2024, y se reducen a un 10% en el 2025, sin embargo, estos casos van aumentando hasta el 19% en el 2027, en coherencia a los aumentos de demanda esperados a este año.

Al final del horizonte de análisis se identifican 4 transformadores en condiciones de sobrecarga y 38 casos en condiciones de baja holgura con cargabilidades sobre el 85%. La tabla 5-68 presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85%, durante el periodo 2021 – 2027, sin posibilidad identificada de traspasos por redes de distribución o sin obras que permitan aliviar el uso de estos.

Por otro lado, la tabla 5-69 muestra aquellos transformadores que cuentan con una solución en los planes de expansión ya emitidos, en las resoluciones de obras urgentes o en las propuestas de expansión del Coordinador publicadas.

Tabla 5-68. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Metropolitana.

Listado de transformadores con alta cargabilidad en el horizonte de análisis
LA CISTERNA 110/12.5KV 50MVA 5
LA PINTANA 110KV/12.5KV 25MVA

Tabla 5-69. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Metropolitana.

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
ANDES 110/12.5KV 25MVA 2	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 1	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 2	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
BATUCO 110/23.5KV 37.5MVA 1	Solución decretada (DE 252/2020)
BATUCO 110/23.5KV 50MVA 2	Solución decretada (DE 252/2020)
BATUCO 110/23.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 252/2020)
A. DE CORDOVA 110/12.5KV 50MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
A. DE CORDOVA 110/12.5KV 50MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)
ALTAMIRANO 110/12.5KV 50MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
ALTAMIRANO 110/12.5KV 50MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)
APOQUINDO 110/12.5KV 50MVA 1	Solución decretada (DE 171/2020)
APOQUINDO 110/12.5KV 50MVA 2	Solución decretada (DE 171/2020)
APOQUINDO 110/12.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 171/2020)
BICENTENARIO 110/12.5KV 25MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
BICENTENARIO 110/12.5KV 25MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
BRASIL 110/12.5KV 50MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
BRASIL 110/12.5KV 50MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)
CHICUREO 220/23.5KV 25MVA TR1	Solución decretada (DE 418/2017)
CHICUREO 220/23.5KV 50MVA (Nuevo)	Solución en Plan de Expansión 2020
CLUB HIPICO 110/12.5KV 50MVA 3	Distribución de carga transformador aledaño
COSTANERA 110/12.5KV 25MVA	Solución 102 (RE 019/2020 y RE 826/2019)
CURACAVI 44/12.15KV 4MVA 1	Solución decretada (DE 252/2020)
CURACAVI 44/12KV 10MVA 2	Solución decretada (DE 252/2020)
LAS ACACIAS 110/23.5KV 37.5MVA 1	Distribución de carga transformador aledaño
LO AGUIRRE 110/12.5KV 10.5MVA 1	Solución decretada (DE 171/2020)
LO AGUIRRE 110/12.5KV 10.5MVA 2R	Solución decretada (DE 171/2020)
LO BOZA 110/12.5KV 25MVA 1	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador
LO VALLEDOR 110/12.5KV 50MVA 3	Distribución de carga transformador aledaño
LORD COCHRANE 110/12.5KV 44.7MVA 2	Distribución de carga transformador aledaño
LOS DOMINICOS 110/12.5KV 25MVA 2R	Solución decretada (DE 418/2017)
LOS DOMINICOS 110/12.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 418/2017)
MACUL 110/12.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 418/2017)
MACUL 110/12.5KV 50MVA 4	Solución decretada (DE 418/2017)
MAIPU 110/12.5KV 22.4MVA 2	Distribución de carga S/E Bicentenario
MAIPU 110/13.2KV 25MVA 1	Distribución de carga S/E Bicentenario
MAIPU 110/12.5KV 22.4MVA 4	Distribución de carga S/E Bicentenario
OCHAGAVIA 110/12.5KV 50MVA 2	Solución en Propuesta 2021 del Coordinador
PAJARITOS 110/12.5KV 50MVA 1	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador
PAJARITOS 110/12.5KV 50MVA 2	Solución en Propuesta 2019 del Coordinador
PANAMERICANA 110/12.5KV 25MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)
PANAMERICANA 110/13.2KV 25MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
PIRQUE 110/13.2KV 5MVA	Distribución de carga transformador aledaño
PUENTE ALTO 110/12.5KV 10/25MVA 2	Solución 102 (RE 019/2020 y RE 826/2019)
PUENTE ALTO 110/12.5KV 25MVA 1	Solución 102 (RE 019/2020 y RE 826/2019)
QUILICURA 110/12.5KV 22.4MVA 4	Solución decretada (DE 418/2017)
QUILICURA 110/12.5KV 25MVA 2	Solución decretada (DE 418/2017)
QUILICURA 110/13.2KV 25MVA 3	Solución decretada (DE 418/2017)
RECOLETA 110/12.5KV 50MVA 3	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
RECOLETA 110/12.5KV 50MVA 4	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
RECOLETA 110/13.2KV 25MVA 1	Solución en Complemento 2021 del Coordinador

Instalación	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
SAN BERNARDO 110/12.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 418/2017)
SAN CRISTOBAL 110/12.5KV 50MVA 4R	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
SAN CRISTOBAL 110/12.5KV 50MVA 5	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
SAN CRISTOBAL 110/13.9KV 50MVA 3	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
SAN JOAQUIN 110/12.5KV 50MVA 1	Solución decretada (DE 418/2017)
SAN JOAQUIN 110/12.5KV 50MVA 3	Solución decretada (DE 418/2017)
SAN PABLO 110/23.5KV 37.5MVA 1	Distribución de carga transformador aledaño
SAN PABLO 110/23.5KV 37.5MVA 2	Distribución de carga transformador aledaño
SANTA ELENA 110/12.5KV 50MVA 4	Distribución de carga transformador aledaño
SANTA MARTA 110/12.5KV 50MVA 1	Distribución de carga transformador aledaño
SANTA RAQUEL 110/12.5KV 25MVA 2	Solución en Plan de Expansión 2020
SANTA RAQUEL 110/12.5KV 50MVA 1	Solución en Plan de Expansión 2020
SANTA ROSA SUR 110/12.5KV 25MVA 1	Distribución de carga transformador aledaño
SANTA ROSA SUR 110/12.5KV 25MVA 2	Distribución de carga transformador aledaño
SANTA ROSA SUR 110/13.2KV 25MVA 3	Distribución de carga transformador aledaño
VITACURA 110/12.5KV 50MVA 1	Solución 102 (RE 091/2020)
VITACURA 110/12.5KV 50MVA 3	Solución 102 (RE 091/2020)
VITACURA 110/12.5KV 50MVA 4	Solución 102 (RE 091/2020)
CHACABUCO 110/12.5KV 50MVA 1	Solución en Complemento 2021 del Coordinador
LA REINA 110/12.5KV 50MVA 4	Solución en Complemento 2021 del Coordinador

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de los transformadores indicados en la tabla 5-68.

5.5.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

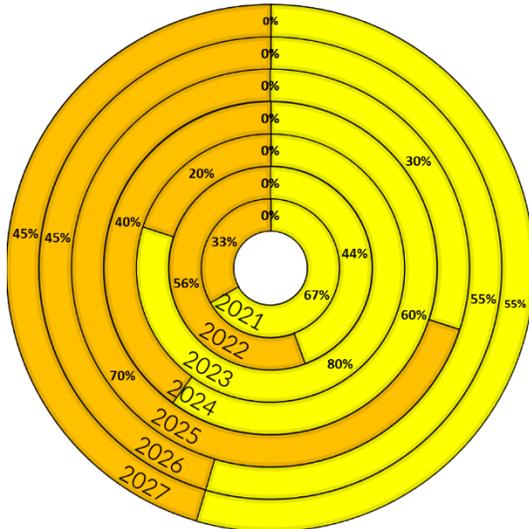
El diagnóstico de transformadores AT/AT se realiza sobre 10 instalaciones existentes en el 2021, totalizando 11 instalaciones al 2027 al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes, en específico S/E Baja Cordillera.

La figura 5-96 presenta la evolución del estado del uso de transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

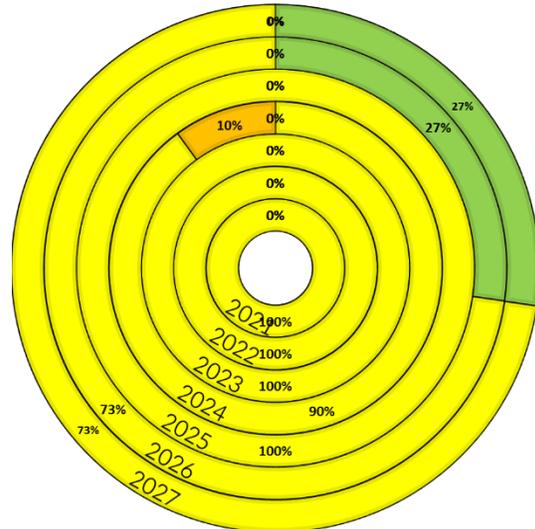


- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

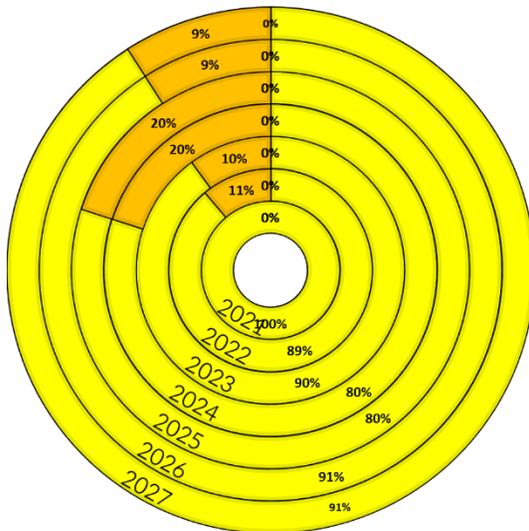
Verano Día



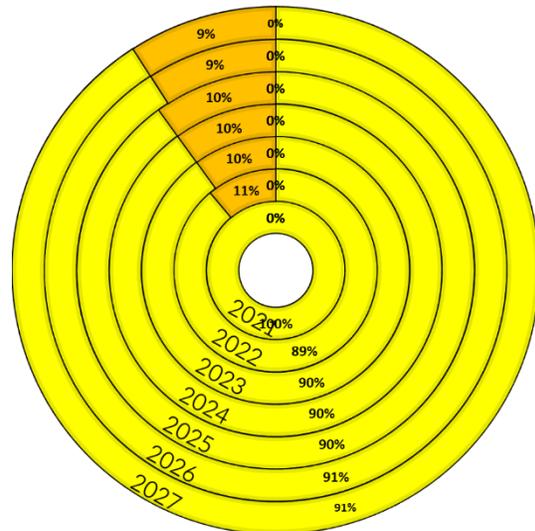
Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche



Verano Día con generación local

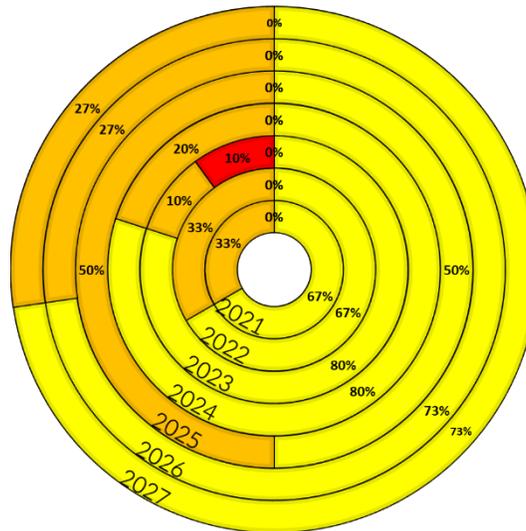


Figura 5-96. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana.

El diagnóstico que se presenta en la figura 5-96 muestra un uso intensivo de las instalaciones en todo el periodo de análisis, sin embargo, solo se identifica un caso con una condición de carga igual a la nominal en el año 2023, correspondiente al transformador Los Almendros 220/110 400 MVA, el cual se alivia en la continuación del periodo debido a la puesta en servicio estimada de S/E Baja Cordillera.

Se observa que el escenario de verano día sin el aporte de generación local (Central Renca), genera una condición de mayor exigencia en estas instalaciones, identificándose un 27% de casos con holgura reducida en el 2027.

La tabla 5-70 presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin obras que permitan aliviar el uso de estos. Por otro lado, la tabla 5-71 muestra aquellos transformadores que cuentan con una solución en los planes de expansión ya emitidos o en las propuestas de expansión del Coordinador.

Tabla 5-70. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2021-2027, zona Metropolitana.

Transformador AT/AT	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Alto Jahuel 220/110 kV 390 MVA	Sí	Sí	Sí	Sí
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyosung)	Sí	No	No	No
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyundai)	Sí	No	No	No
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA 3	Sí	No	No	No
Chena 220/110kV-400MVA T1	Sí	No	No	No
Chena 220/110kV-400MVA T2	Sí	No	No	No

Tabla 5-71. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Metropolitana.

Instalación	Obra de Expansión
Los Almendros 220/110 kV 400 MVA	Solución decretada (DE 185/2020)

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de los transformadores indicados en la tabla 5-70.

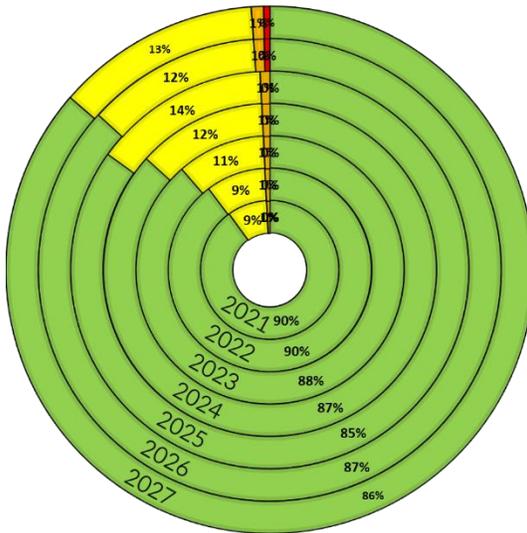
5.5.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El diagnóstico de líneas de transmisión zonal se realiza sobre 260 instalaciones existentes en el 2021, totalizando 271 instalaciones al 2027, al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

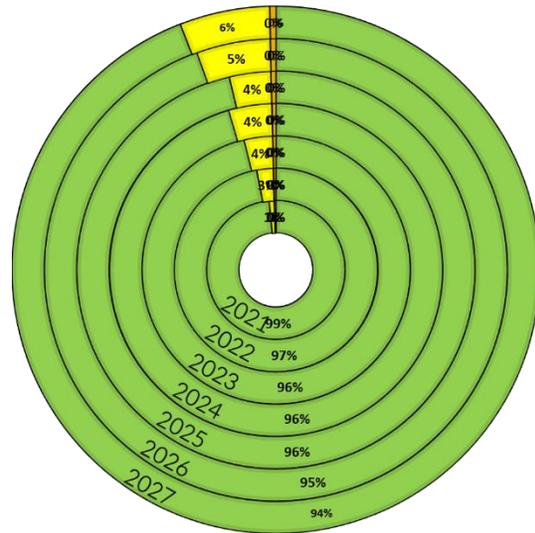
La figura 5-97 presenta la evolución del estado del uso de las líneas de transmisión desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

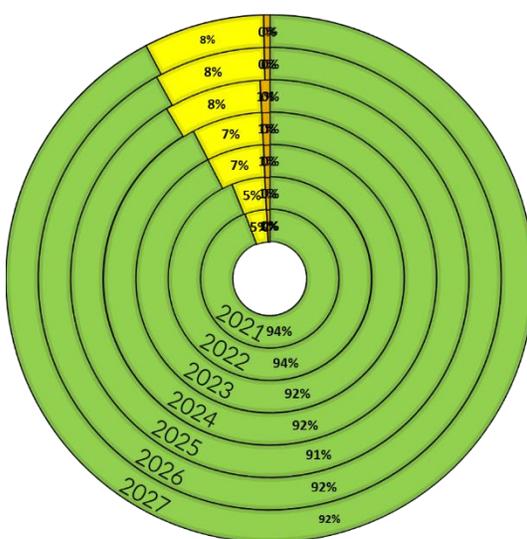
Verano Día



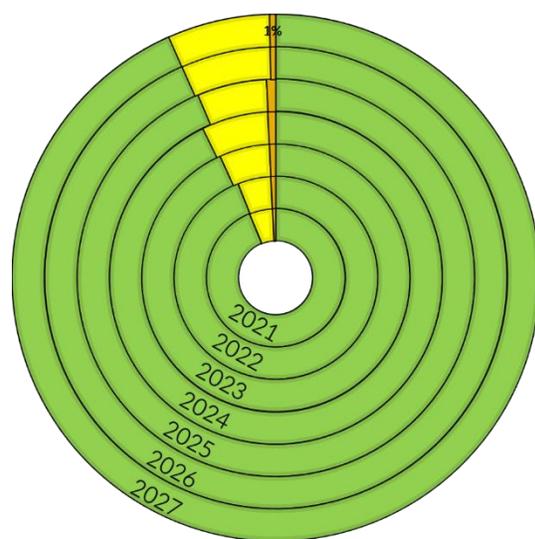
Verano Noche



Invierno Día



Invierno Noche



Verano Día con generación local

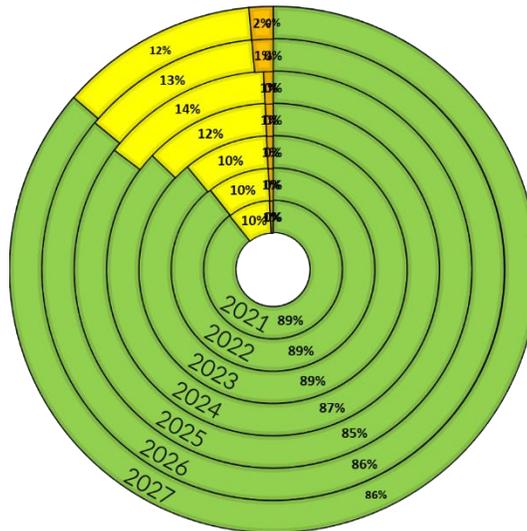


Figura 5-97. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Metropolitana.

El diagnóstico que se presenta en la figura 5-97 muestra que en general, en condición normal, las líneas de transmisión poseen holgura en todos los escenarios, lo que se debe principalmente a que este sistema posee redundancias y en su mayoría cumple con el criterio N-1, sin embargo, existe un conjunto reducido de instalaciones son cargabilidades sobre el 85%.

Las instalaciones con holgura reducida corresponden a las líneas 1x110 kV San Bernardo – Malloco y 2x110 kV San Joaquín – Santa Elena C1, mientras que se identifican condiciones de sobrecarga en la línea 2x110 kV Tap La Reina – Baja Cordillera, estas últimas condiciones son acentuadas ante la ausencia de Central Renca en el escenario de verano día.

La tabla 5-72 presenta el listado de líneas de transmisión con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin obras que permitan aliviar el uso de estos. Por otro lado, la tabla 5-73 muestra aquellas líneas de transmisión que cuentan con una solución en los planes de expansión ya emitidos o en las propuestas de expansión del Coordinador.

Tabla 5-72. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2021-2027, zona Metropolitana.

Transformador AT/AT	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
2x110 kV San Joaquín – Santa Elena C1	Sí	No	No	No

Tabla 5-73. Líneas de transmisión con altas cargabilidades durante el periodo 2021 – 2027 que sí cuentan con solución, zona Metropolitana.

Instalación	Obra de Expansión
1x110 kV San Bernardo – Malloco	Solución decretada (DE 418/2017)
2x110 kV Tap La Reina – Baja Cordillera	Solución en Complemento 2021 del Coordinador

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de las líneas de transmisión indicadas en la tabla 5-73.

5.5.7 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Los requerimientos de seguridad en la zona de análisis se identifican a través de las clasificaciones de densidad de demanda y clientes abastecidos en cada subestación primaria, acorde a lo que se presenta en el capítulo 4.2.3.

Esta zona en general es de alta densidad con alrededor de un 75% de subestaciones con una densidad media o superior distribuidas en toda la región.

En la figura 5-98 y tabla 5-68 se muestran las clasificaciones de densidad de las subestaciones primarias y su distribución geográfica.



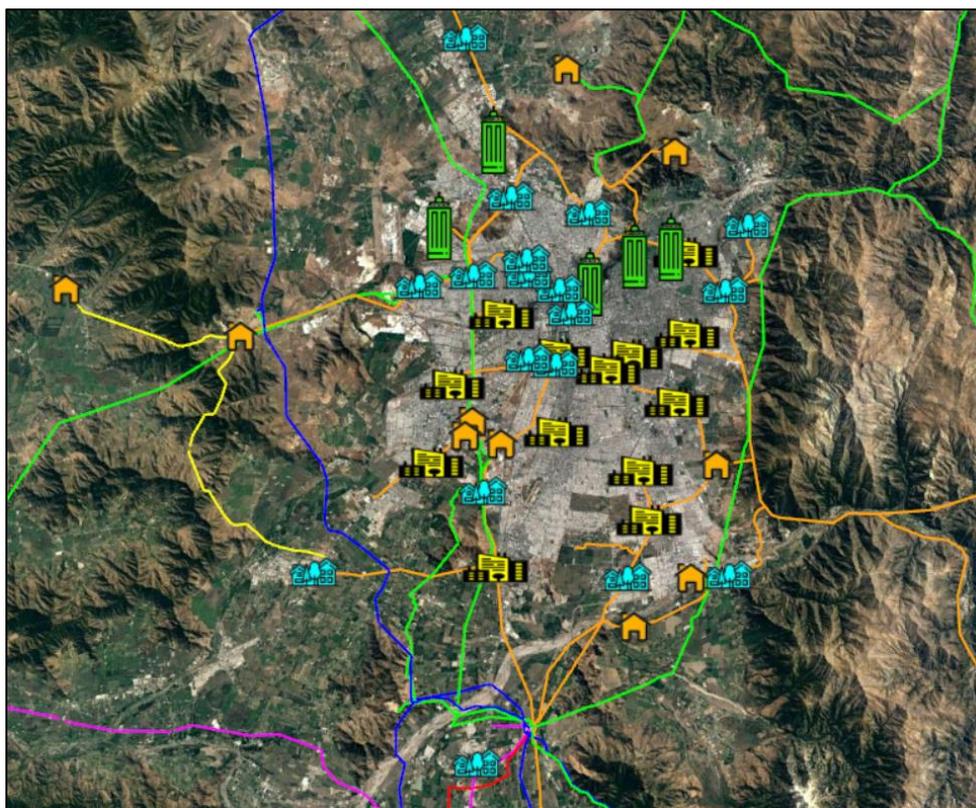


Figura 5-98 Clasificación de densidad de subestaciones primarias, Zona Metropolitana.

Tabla 5-74. Clasificación de densidad de subestaciones primarias, Zona Metropolitana.

Grandes Consumidores	Gran Densidad de Clientes	Densidad Media	Baja Densidad
S/E ALONSO DE CORDOVA	S/E APOQUINDO	S/E ALTAMIRANO	S/E BICENTENARIO
S/E CHACABUCO	S/E CLUB HIPICO	S/E ANDES (ENEL DISTRIBUCIÓN)	S/E CALEU
S/E LO BOZA	S/E LA CISTERNA	S/E BATUCO	S/E CENTRAL QUELTEHUES
S/E SAN CRISTOBAL	S/E LA REINA	S/E BRASIL	S/E CHICUREO
S/E VITACURA	S/E MACUL	S/E BUIN (TRANSNET)	S/E COSTANERA
	S/E PAJARITOS	S/E CARRASCAL	S/E CURACAVI

Grandes Consumidores	Gran Densidad de Clientes	Densidad Media	Baja Densidad
	S/E SAN BERNARDO	S/E LA PINTANA	S/E FLORIDA
	S/E SAN JOAQUIN (ENEL DISTRIBUCIÓN)	S/E LAS ACACIAS	S/E LA DEHESA
	S/E SAN JOSE	S/E LO VALLEDOR	S/E LO PRADO
	S/E SANTA ELENA	S/E LORD COCHRANE	S/E MAIPU
	S/E SANTA MARTA	S/E LOS DOMINICOS	S/E PANAMERICANA
	S/E SANTA RAQUEL	S/E MALLOCO	S/E PIRQUE
	S/E SANTA ROSA SUR	S/E OCHAGAVIA	
		S/E PUDAHUEL	
		S/E PUENTE ALTO (EEPA)	
		S/E QUILICURA	
		S/E RECOLETA	
		S/E SAN PABLO	

Producto del alto enmallamiento y distribución de subestaciones con densidades medias o superiores, se analizó un set de 68 contingencias de líneas de transmisión, que abarcan todos los corredores de la zona Metropolitana, y 11 contingencias de transformadores AT/AT, en el año 2027 en los 5 escenarios de verano día con y sin el aporte de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche.

El diagnóstico de cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión, se presenta en la figura 5-99.

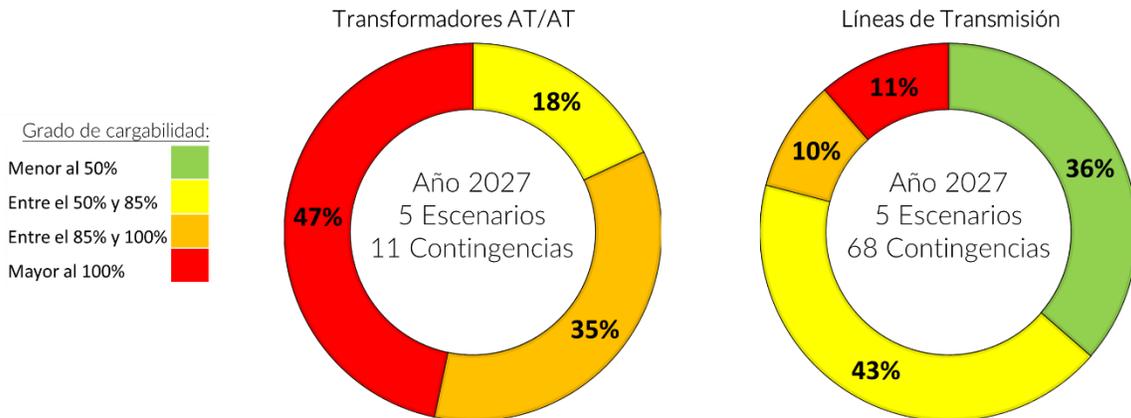


Figura 5-99 Diagnóstico del uso de instalaciones en contingencia, zona Metropolitana.

El diagnóstico de contingencias muestra de manera natural que las contingencias de transformadores resultar ser más críticas, produciendo sobrecargas en el 47% de los casos. En el caso de las líneas de transmisión se observa un mejor comportamiento con solo un 11% de casos son sobrecargas en condición de contingencia.

Para el caso de subestaciones AT/AT se analiza el flujo de potencia sobre las capacidades nominales de cada transformador en la condición de contingencia de otro transformador, con el objetivo de estimar el nivel de desprendimiento de carga necesario para no sobrecargar las instalaciones.

En la figura 5-100 se puede observar que a excepción de S/E Los Almendros, el resto de los transformadores posee flujos que van por encima de los 50 MVA, por sobre la capacidad nominal en condiciones de contingencia, siendo el caso de Cerro Navia, Chena y Baja Cordillera los más afectados ante contingencias de otros transformadores.

Luego la tabla 5-75 muestra la contingencia de transformadores que afecta en mayor medida a cada instalación, en donde se observa que es la contingencia en S/E Los Almendros la que genera la sobrecarga de 118 MVA en S/E Baja Cordillera.

En el caso de Cerro Navia y Chena, son los transformadores aledaños los que generan las mayores sobrecargas de 98 y 95 MVA respectivamente.

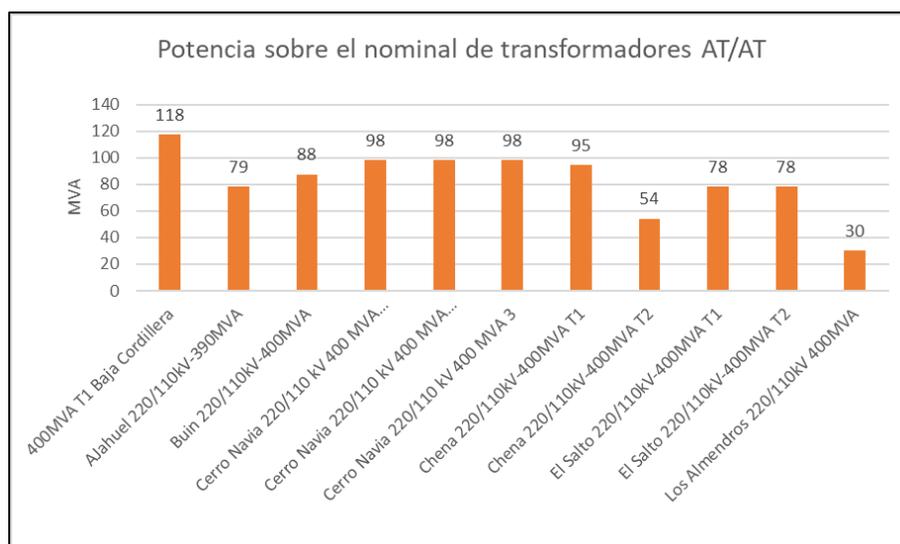


Figura 5-100 Efecto de las contingencias para transformadores AT/AT, zona Metropolitana.

Tabla 5-75. Contingencias más críticas para transformadores AT/AT, zona Metropolitana.

Instalación	Contingencia más crítica
400MVA T1 Baja Cordillera	Los Almendros 220/110kV 400MVA
Ajahuel 220/110kV-390MVA	400MVA T1 Baja Cordillera
Buin 220/110kV-400MVA	Ajahuel 220/110kV-390MVA
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyosung)	Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA 3
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyundai)	Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyosung)
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA 3	Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyosung)
Chena 220/110kV-400MVA T1	Chena 220/110kV-400MVA T2
Chena 220/110kV-400MVA T2	Chena 220/110kV-400MVA T1
El Salto 220/110kV-400MVA T1	El Salto 220/110kV-400MVA T2
El Salto 220/110kV-400MVA T2	El Salto 220/110kV-400MVA T1
Los Almendros 220/110kV 400MVA	400MVA T1 Baja Cordillera

En el caso de las líneas de transmisión, la tabla 5-76 muestra aquellas con sobrecargas, la clasificación a partir de la densidad de las subestaciones a las que abastecen y las principales subestaciones afectadas por la contingencia.

Luego en la tabla 5-77 se muestran aquellas instalaciones que poseen alguna obra propuesta para dar solución a la problemática.

Tabla 5-76 Líneas sobrecargadas en contingencias, zona Metropolitana.

Instalación	Cargabilidad en contingencia	Clasificación de densidad	Subestaciones Afectadas	¿Solución Propuesta PET 2021?
Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV L2	103%	Gran Densidad de Clientes	Santa Marta Bicentenario	No
Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV L1	103%	Gran Densidad de Clientes	Santa Marta Bicentenario	No
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L2	135%	Gran Densidad de Clientes	San Bernardo	No
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L1	135%	Gran Densidad de Clientes	San Bernardo	No
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	102%	Densidad Media	Los Dominicos	No
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L1	102%	Densidad Media	Los Dominicos	No
Tap LoBoza - Quilicura 110 KV L1	136%	Grandes Consumidores	Lo Boza; Quilicura Chacabuco; Recoleta	No
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110kV L1	105%	Densidad Media	Lo Valledor	No
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110 kV L2	105%	Densidad Media	Lo Valledor	No
Tap Lo Boza - Quilicura 110KV L2	136%	Grandes Consumidores	Lo Boza; Quilicura Chacabuco; Recoleta	No
Tap La Reina - Bajo Cordillera 110 kV C1	182%	Gran Densidad de Clientes	La Reina Andes (Enel)	No
Florida - Tap Sta Raquel 110 kV L1	111%	Gran Densidad de Clientes	Santa Raquel; Santa Rosa Sur Mariscal; La Pintana	No
Chena - Tap Sta Marta 110kV L2	119%	Gran Densidad de Clientes	Pudahuel; San José; Pajaritos Lo Valledor; Maipú; Bicentenario Santa Marta; Padre Hurtado	No

Instalación	Cargabilidad en contingencia	Clasificación de densidad	Subestaciones Afectadas	¿Solución Propuesta PET 2021?
Chena - Tap Sta Marta 110kV L1	119%	Gran Densidad de Clientes	Pudahuel; San José; Pajaritos Lo Valledor; Maipú; Bicentenario Santa Marta; Padre Hurtado	No
C.Navia - Tap Lo Boza 110kV L2	145%	Grandes Consumidores	Lo Boza; Quilicura Chacabuco; Recoleta	No
C.Navia - Tap Lo Boza 110 KV L1	145%	Grandes Consumidores	Lo Boza; Quilicura Chacabuco; Recoleta	No
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	127%	Gran Densidad de Clientes	La Reina Andes (Enel)	No
Andes - Tap La Reina 110 kV L1	117%	Gran Densidad de Clientes	La Reina Andes (Enel)	No
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	116%	Gran Densidad de Clientes	Santa Raquel; Santa Rosa Sur Mariscal; La Pintana	No
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L1	128%	Gran Densidad de Clientes	Santa Raquel; Santa Rosa Sur Mariscal; La Pintana	No

Tabla 5-77. Líneas de transmisión con sobrecargas en contingencia que sí cuentan con solución, zona Metropolitana.

Instalación	Obra de Expansión
2x110 kV Tap La Reina – Baja Cordillera	Solución en Complemento 2021 del Coordinador

En vista del diagnóstico realizado con los antecedentes disponibles a la fecha de su elaboración, el Coordinador desarrollará la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 con la finalidad de disminuir la cargabilidad de las líneas de transmisión indicadas en la tabla 5-76 y transformadores indicados en la tabla 5-75.

5.5.8 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-78, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona Quinta.

Tabla 5-78 Restricciones actuales de operación en la zona Metropolitana.

Instalación	Problemática
Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre	- La línea alcanza su capacidad de operación ante escenarios de alta inyección de centrales ERNC sumado a una alta inyección del complejo de centrales térmicas que se conectan a S/E San Luis.
Anillo 110 kV Enel Transmisión S/E El Salto	- Ante escenarios de demanda alta en el anillo Enel Distribución, se requiere el despacho de central Nueva Renca para preservar la seguridad del anillo.
S/E Cerro Navia	- Barra única de 220 kV. - Su desconexión intempestiva compromete la continuidad del suministro de clientes pertenecientes al sistema de Enel Distribución, en escenarios de alta demanda en su anillo y central Nueva Renca fuera de servicio.
Línea 2x110 kV Los Almendros - Florida	- Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
Línea 2x110 kV Ochagavía - Florida	- Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
Línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida	- Cuenta con tramos con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
S/E Ochagavía	- Operación de la protección 87B provoca aumento de carga por las líneas 2x110 kV Florida - Almendros y 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida.
S/E Alto Jahuel	- Paños de 220 kV asociados a los CCEE de 75 y 50 MVAR y al reactor de 91 MVAR, sin la posibilidad de ser reemplazados.

5.5.9 PROYECCIONES DE ELECTROMOVILIDAD

Respecto a las proyecciones de electromovilidad, en la siguiente tabla se muestra la previsión de energía en el intervalo 2021 – 2027, en donde se destacan los mayores niveles de crecimiento en

SS/EE Santa Marta, La Reina, Lo Boza, La Pintana, Macul, Panamericana, Pudahuel, Recoleta, San Pablo y Andes, en línea con las cargabilidades de transformadores identificado en el diagnóstico.

Tabla 5-79 Proyecciones de Electromovilidad, Zona Metropolitana.

Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Andes 012	310	306	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008
Chacabuco 012	-	-	543	543	543	543	543	543
Club Hipico 012	-	-	-	357	357	357	357	357
Costanera 012	-	-	-	620	620	620	620	620
La Pintana 013	-	-	-	1.318	1.318	1.318	1.318	1.318
La Reina 012	806	796	806	806	1.845	1.845	1.845	1.845
Lo Boza 023	-	-	1.178	1.465	1.465	1.465	1.465	1.465
Macul 012	-	-	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380
Mariscal 023	-	-	-	-	310	310	310	310
Pajaritos 012	450	444	450	450	574	574	574	574
Panamericana 012	-	-	124	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194
Pudahuel 012	-	-	1.147	1.147	1.147	1.147	1.147	1.147
Puente Alto 012	-	-	682	682	682	682	682	682
Quilicura 012	-	-	-	496	496	496	496	496
Recoleta 012	116	115	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395
San Bernardo 012	-	-	-	961	961	961	961	961
San Joaquin 012	-	-	-	-	341	341	341	341
San Jose 012	-	-	-	233	233	233	233	233
San Pablo 023	558	551	806	806	1.085	1.085	1.085	1.085
Santa Marta 023	1.384	1.366	1.384	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682
Santa Raquel 012	-	-	-	403	574	574	574	574
Santa Rosa Sur 012	-	-	713	713	713	713	713	713

5.5.10 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Región Metropolitana, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-80 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-80. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona Metropolitana.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Observaciones
S/E BATUCO	S/E BATUCO 23KV BP1	PMGD PFV VALLE DE LA LUNA II	Sin observaciones.
S/E BATUCO	Alimentador La Montaña	PMGD PFV KAUFMANN	Sin observaciones.
S/E CURACAVI	S/E CURACAVÍ 15KV	PMGD PFV GIRASOLES	Sin observaciones. Ampliación en S/E Curacaví obra en DE N°171/2020.
S/E CURACAVI	Alimentador Lolenco	PMGD PFV CASABERMEJA	Sin observaciones. Ampliación en S/E Curacaví obra en DE N°171/2020.
S/E CURACAVI	Alimentador Curacaví	PMGD PFV CURACAVI	Sin observaciones. Ampliación en S/E Curacaví obra en DE N°171/2020.
S/E EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	S/E EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 23KV BP1	PMGD PFV QUINTA SOLAR	Sin observaciones
S/E EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	S7E EL MANZANO	PMGD PFV EL LITRE SOLAR	Sin observaciones.
S/E FLORIDA	S/E FLORIDA	PMGD HP EYZAGUIRRE U1	Sin observaciones.
S/E La Pintana	Alimentador El Mariscal	PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO U1	Sin observaciones.
S/E La Pintana	Alimentador El Mariscal	PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO U2	Sin observaciones.
S/E La Pintana	Alimentador El Mariscal	PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO U3	Sin observaciones.
S/E LA REINA	S/E LA REINA 12 KV	PMGD PFV TECHOS DE ALTAMIRA	Sin observaciones.
S/E LO BOZA	S/E LO BOZA 12KV	PMGD TER AGNI U1	Sin observaciones.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Observaciones
S/E LO BOZA	S/E LO BOZA 12KV	PMGD TER AGNI U2	Sin observaciones.
S/E LO BOZA	ID 791 BA S/E LO BOZA 12KV BP1	PMGD PFV LIPANGUE	Sin observaciones.
S/E LO BOZA	S/E LO BOZA 23KV	PMGD PFV SOL DE SEPTIEMBRE	Sin observaciones.
S/E LOS DOMINICOS	ID 828 BA S/E LOS DOMINICOS 12KV BP3	PMGD HP ARRAYAN U1	Sin observaciones.
S/E MAIPU	S/E MAIPU 12KV	PMGD PFV CINTAC	Sin observaciones.
S/E MALLOCO	SE Malloco 23KV	PMGD PFV EL GUANACO SOLAR	Sin observaciones.
S/E PADRE HURTADO	ID 2795 BA S/E PADRE HURTADO 23KV B1	PMGD PFV CITRINO	Sin observaciones.
S/E PAJARITOS	S/E PAJARITOS 12KV	PMGD PFV TREBAL SOLAR	Sin observaciones.
S/E PIRQUE	ID 208 BA S/E PIRQUE 13,2KV BP1	PMGD PFV PIRQUE	Sin observaciones.
S/E PIRQUE	Alimentador San Vicente	PMGD PFV VICENTE SOLAR	Sin observaciones.
S/E POLPAICO (ENEL DISTRIBUCIÓN)	ID 1241 S/E POLPAICO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 23KV BP1	PMGD PFV ALTOS DE TILTIL	Sin observaciones.
S/E PUENTE ALTO (EEPA)	S/E PUENTE ALTO	PMGD HP LOS BAJOS U1	Sin observaciones.
S/E PUENTE ALTO (EEPA)	S/E PUENTE ALTO 13.2KV	PMGD HP LAS VERTIENTES U1	Sin observaciones.
S/E PUENTE ALTO (EEPA)	S/E PUENTE ALTO	PMGD HP EL LLANO U1	Sin observaciones.
S/E QUILICURA	Alimentador Palmilla	PMGD TER ETERSOL	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	ID 902 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1	PMGD HP LOS MORROS U1	Sin observaciones.

Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Observaciones
S/E SAN BERNARDO	ID 902 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1	PMGD HP LOS MORROS U2	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	ID 902 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1	PMGD HP LOS MORROS U3	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	ID 902 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1	PMGD HP LOS MORROS U4	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	ID 902 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP1	PMGD HP LOS MORROS U5	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U1	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U2	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U3	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U4	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U5	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO 12KV	PMGD TER ESTANCILLA U6	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	ID 904 BA S/E SAN BERNARDO 12KV BP3	PMGD TER EL NOGAL	Sin observaciones.
S/E SAN BERNARDO	S/E SAN BERNARDO	PMGD TER LEPANTO	Sin observaciones.
S/E SANTA MARTA	SE Santa Marta	PMGD PFV PUENTE SOLAR	Sin observaciones.

5.6 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

5.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa, abarca aproximadamente una superficie de 83.000 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total es de aproximadamente 3.997.000 habitantes, representando el 22,7% de la población total del país.

Las instalaciones eléctricas estudiadas se encuentran en la zona centro-sur del país, y cubren una extensión aproximada de 420 km, específicamente en las siguientes regiones:

- Región Metropolitana (zona sur de las provincias de Talagante, Maipo y Melipilla).
- Región del Libertador Bernardo O’Higgins.
- Región del Maule.
- Región de Ñuble.
- Región del Biobío (al norte de la S/E Charrúa).

La Figura 5-101 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Alto Jahuel – Charrúa.

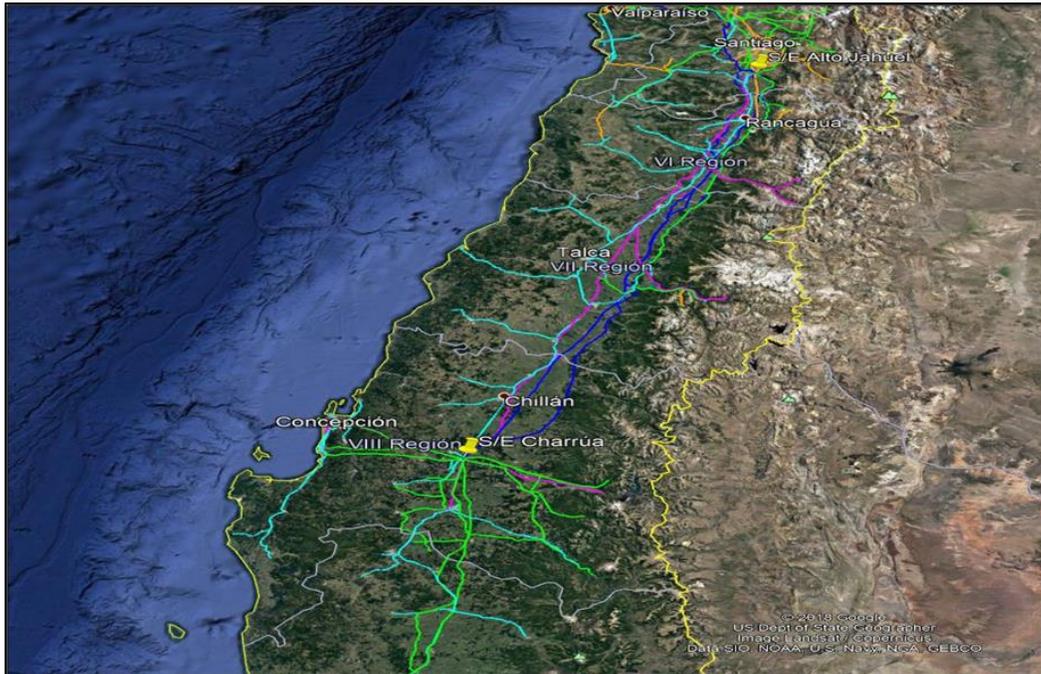


Figura 5-101 Extensión de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona en estudio está caracterizada por una población localizada principalmente en la depresión intermedia, con las mayores tasas de densidad poblacional luego de la Región Metropolitana y la Región de Valparaíso.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel – Charrúa poseen aproximadamente 4.500 km de líneas de transmisión, las cuales son esquematizadas en la Figura 5-102, individualizadas con un detalle técnico general en la Tabla 5-81

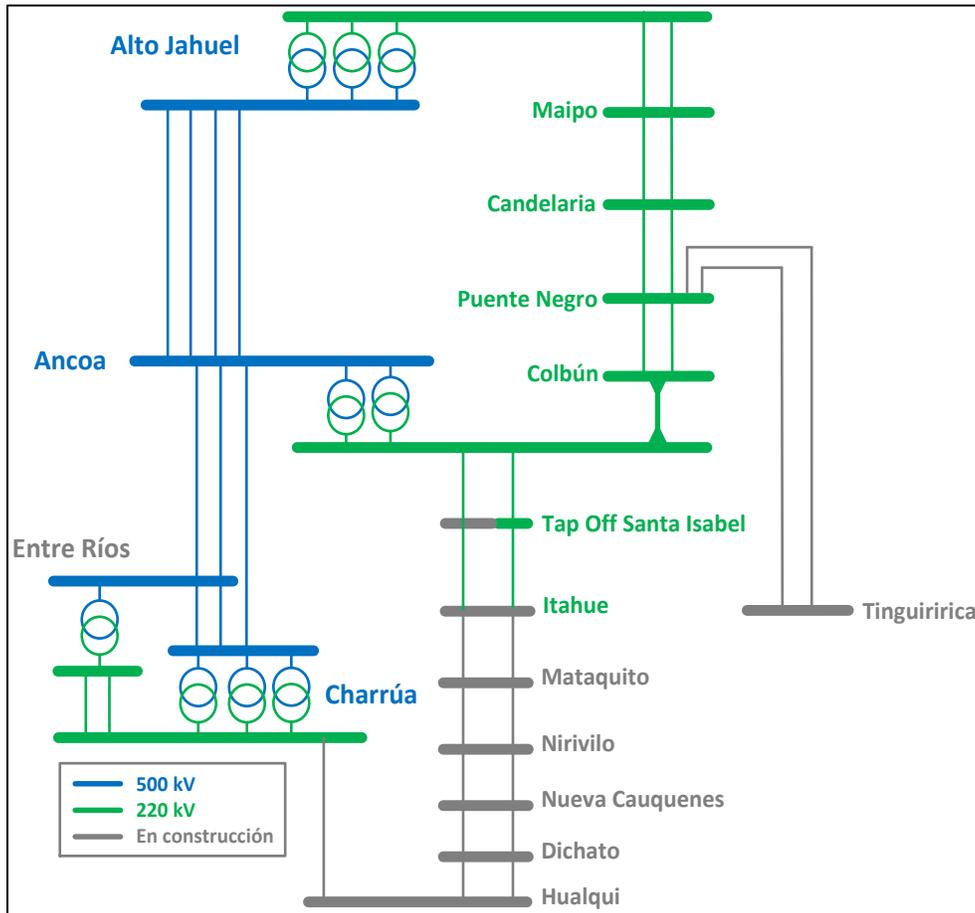


Figura 5-102 Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-81 Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Ancoa - Jahuel L1	500	1	1.606	Existente
L. Ancoa - Jahuel L2	500	1	1.803	Existente
L. Ancoa - Jahuel L3	500	1	2.217	Existente
L. Ancoa - Jahuel L4	500	1	2.217	Existente

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Colbún – Ancoa	220	1	600	Existente
L. Colbún – Puente Negro	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Candelaria	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Tinguiririca	220	2	569	Existente
L. Maipo – Candelaria	220	2	728	Existente
L. Alto Jahuel - Maipo	220	2	680	Existente
L. Ancoa - Itahue	220	1	472	Existente
L. Ancoa – Tap Off Santa Isabel	220	1	481	Existente
L. Tap Off Santa Isabel – Itahue	220	1	481	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
L. Charrúa – Ancoa L3	500	1	2.199	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
Autotransformadores AT1 y AT2 S/E Ancoa	500/220	3	750	Existente
Autotransformadores AT3, AT4 y AT5 S/E Alto Jahuel	500/220	3	750	Existente
Autotransformadores AT5, AT6 y AT8 S/E Charrúa	500/220	3	750	Existente
Autotransformador S/E Entre Ríos	500/220	1	750	Existente

En complemento al sistema nacional, el sistema zonal de la zona estudiada posee líneas de 154 kV, totalizando 38 tramos de líneas de transmisión interconectados, cuya extensión alcanza aproximadamente 745 km. Adicionalmente, el sistema posee líneas de 66 kV que totalizan 252 tramos con una extensión aproximada de 1.350 km.

La demanda está caracterizada por los clientes residenciales de las distintas ciudades del sistema bajo análisis, así como también por la participación de clientes agropecuarios y agrícolas.

El suministro de demanda del sistema zonal Alto Jahuel – Charrúa posee 6 puntos de inyección desde el sistema nacional, los cuales corresponden a:

- S/E Alto Jahuel 220 kV.
- S/E Quelentaro 220 kV.
- S/E Puente Negro 220 kV.
- S/E Itahue 220 kV.

- S/E Santa Isabel 220 kV.
- S/E Charrúa 220 kV.

Las subestaciones anteriormente listadas, transportan la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hacia al interior del sistema zonal. Las principales subestaciones del sistema zonal son las siguientes:

- S/E Paine 154 kV y 66 kV.
- S/E Rancagua 154 kV y 66 kV.
- S/E Punta de Cortés 154 kV y 66 kV.
- S/E Malloa 154 kV y 66 kV.
- S/E San Fernando 154 kV y 66 kV.
- S/E Teno 154 y 66 kV.
- S/E Itahue 154 y 66 kV
- S/E Maule 154 kV y 66 kV.
- S/E Linares 154 kV 66 kV
- S/E Parral 154 kV y 66 kV
- S/E Monterrico 154 kV y 66 kV.
- S/E Chillán 154 kV y 66 kV.

En términos de generación esta zona cuenta con los aportes de inyección de energía de las centrales: Rapel, La Higuera, La Confluencia, El Paso y San Andrés. Estas centrales proveen de energía eléctrica al mayor número de consumos de la zona bajo estudio. También están presente en esta zona otras centrales generadoras conectadas en el sistema, de menor tamaño que contribuyen con la inyección local, entre las cuales destacan:

- Central Diesel Constitución.
- Central de biomasa Licantén.
- Central de biomasa Nueva Aldea.
- Central de biomasa Pacífico.
- Central de biomasa Viñales.
- Central hidroeléctrica de pasada Lircay.
- Central hidroeléctrica de pasada Mariposas.
- Central hidroeléctrica de pasada Providencia.
- Central hidroeléctrica de pasada San Ignacio.
- Central hidroeléctrica de pasad Pangal.

La modelación de la demanda de Largo Plazo utiliza los resultados provenientes de la previsión de consumos que desarrolla el Coordinador para los análisis del Sistema de Transmisión Nacional y la información que dispone para efectos de desagregación temporal y espacial.

En términos de las líneas existentes de la zona estudiada, se presenta la Figura 5-103, que resume los porcentajes de líneas de transmisión según el nivel de tensión y adicionalmente, los kilómetros aproximados de líneas de transmisión en virtud del nivel de tensión.

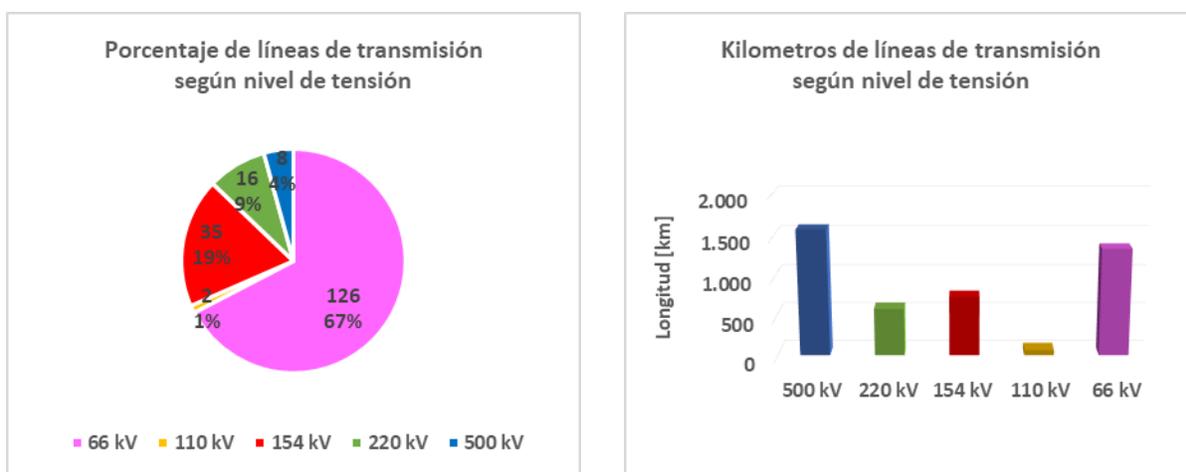


Figura 5-103 Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona Alto Jahuel – Charrúa actualmente posee 56 transformadores de tres devanados. En el periodo analizado hasta 2027, se adicionan 5 de estos transformadores. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV, 154/69 kV, 154/66 kV, 110/66 kV y 66/15 kV. En la Figura 5-104 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

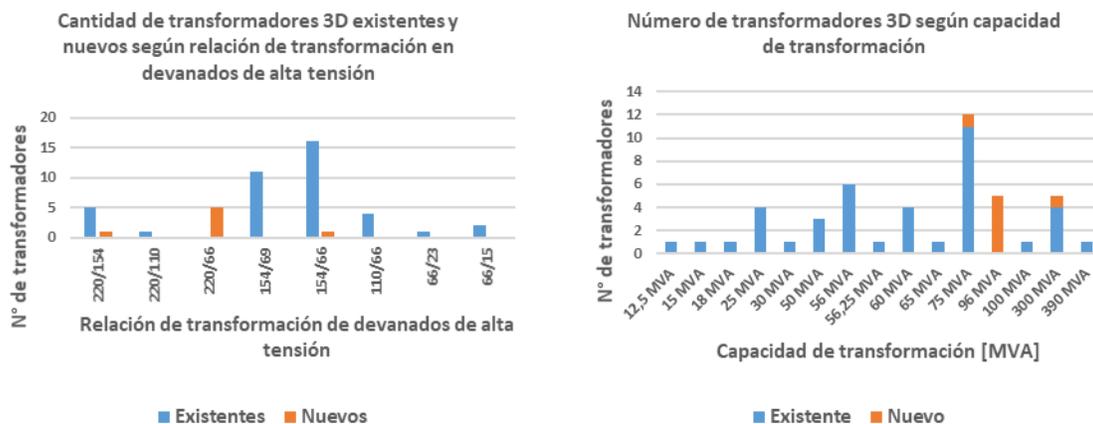


Figura 5-104. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

De la Figura 5-104 se observa que la gran mayoría de los nuevos transformadores poseen una razón de transformación 220/66 kV y luego siguen los transformadores 154/66 kV, que refleja la expansión del sistema de transmisión hacia las redes de 66 kV, permitiendo puntos de apoyo mediante la nueva línea costera definida en el Decreto Exento N°418 que una vez en servicio, refuerza la zona comprendida entre Charrúa e Itahue.

Respecto a los transformadores de 2D o AT/MT, el sistema cuenta con 200 transformadores AT/MT dentro del periodo de análisis hasta el 2027, de distintos niveles de transformación con capacidades que varían desde 1 MVA hasta 40 MVA. La Figura 5-105 resume la cantidad de transformadores según la capacidad de éstos. En su gran mayoría, la zona de Alto Jahuel – Charrúa posee como transformadores con capacidad típica de 5, 10, 25 y 30 MVA.

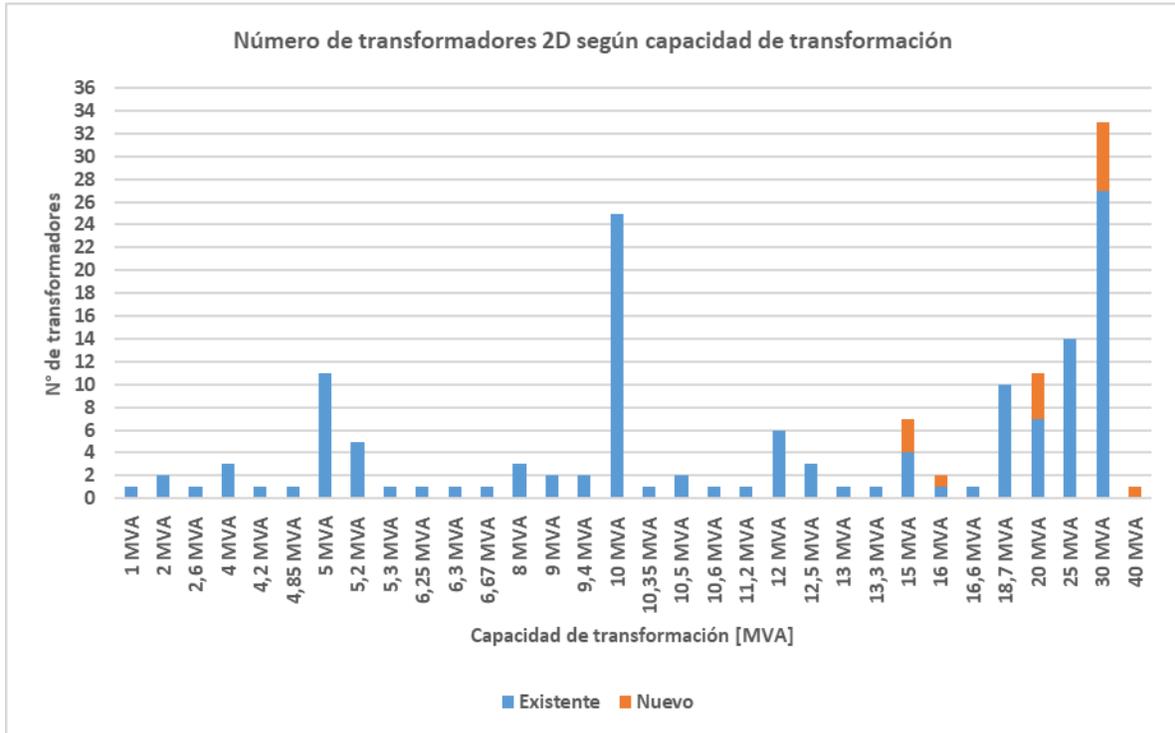


Figura 5-105. Cantidad de transformadores 2D según capacidad de transformación en MVA, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

5.6.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En las Figura 5-106 a Figura 5-114, se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

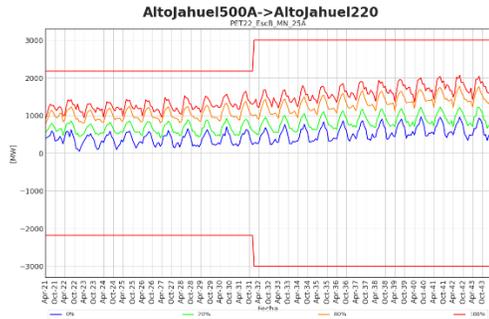


Figura 5-106. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.

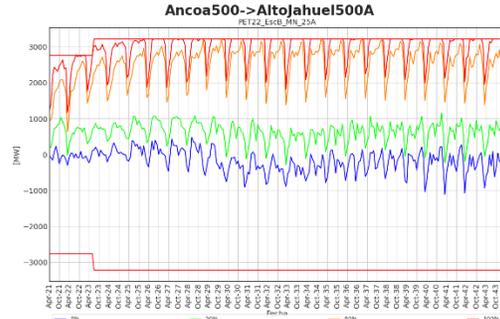


Figura 5-107. Utilización esperada línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

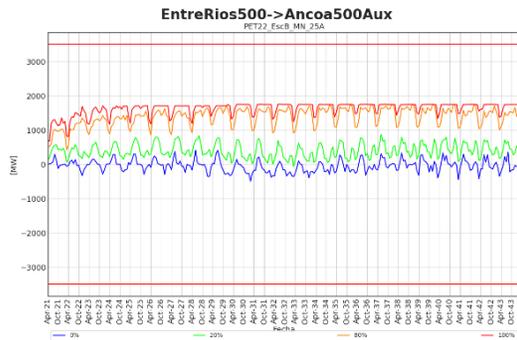


Figura 5-108. Utilización esperada línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa.

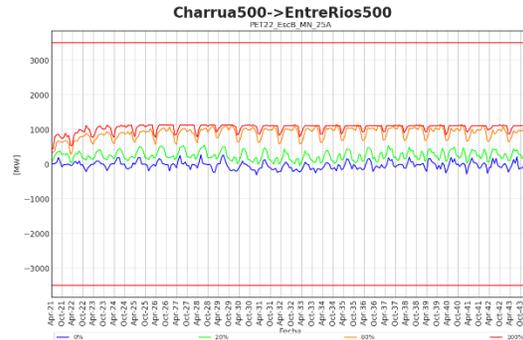


Figura 5-109. Utilización esperada línea 2x500 kV Charrúa – Entre Ríos.

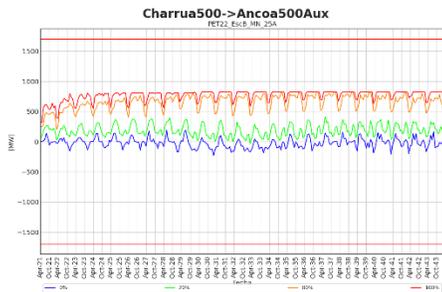


Figura 5-110. Utilización esperada línea 1x500 kV Charrúa - Ancoa.

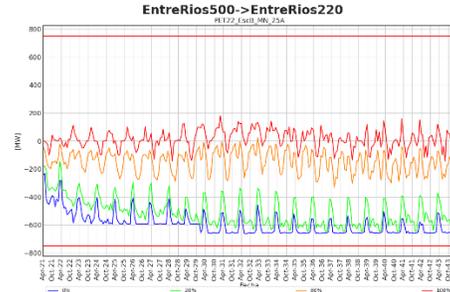


Figura 5-111. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos.

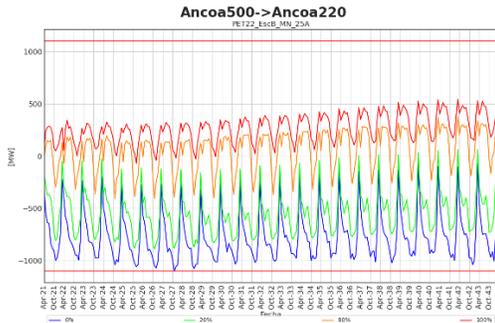


Figura 5-112. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Ancoa.

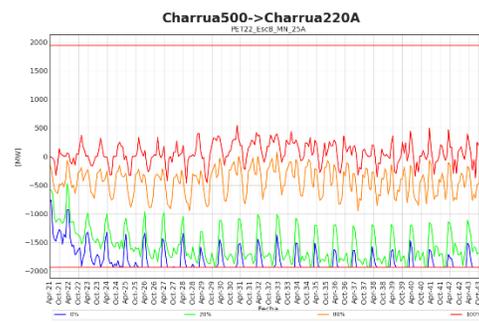


Figura 5-113. Utilización esperada transformadores 500/220 kV en S/E Charrúa.

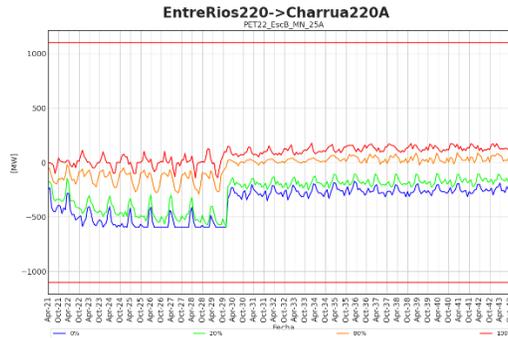


Figura 5-114. Utilización esperada línea 2x220 kV Entre Ríos – Charrúa.

5.6.2.1 Comentarios

- Se observan una probabilidad de congestiones del tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, las cuales se van intensificando al paso de los años.
- Se observan probabilidades de congestión en el patio de transformación de la subestación Charrúa, las cuales empiezan a aparecer a partir del año 2025 y se profundizan al paso de los años. El Coordinador en el informe “Informe Complementario A La Propuesta De Expansión De La Transmisión 2021” propuso una obra que permita evitar esta congestión.
- En términos generales, para el resto del sistema se observa que el sistema nacional analizado para esta zona no presenta congestiones en el horizonte de análisis.

5.6.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Alto Jahuel -Charrúa, se detectan 10 zonas que presentan comportamientos de temperatura similares, esto debido a que el mayor porcentaje de instalaciones se presenta en la depresión intermedia del país. Estas zonas, tal como se mencionó presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 5-103.

Tabla 5-82. Cuadro de temperaturas por zona, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Melipilla	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Talagante	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Rancagua	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
San Fernando	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Pichilemu	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Curicó	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Talca	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Linares	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Cauquenes	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Bulnes	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C

A continuación, por medio de la Tabla 5-83 a la Tabla 5-92, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Charrúa - Chiloé, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-83. Listado de Obras de Ejecución Obligatoria de Expansión Zonal (DE N° 418), Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales en Construcción al 31 de octubre de 2018	Escenarios
Nueva línea 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Invierno 2019
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Graneros - Granero	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Rancagua - Alameda	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Punta Cortés	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Punta Cortés	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E La Manga	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Portezuelo	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x66 kV San Fernando - Placilla	Invierno 2019

Obras Zonales en Construcción al 31 de octubre de 2018	Escenarios
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	Invierno 2019
Nuevo Transformador en S/E Malloa	Caso Base
Aumento de capacidad en S/E Nueva Malloa	Caso Base
Aumento de capacidad línea 1x154 kV Empalme Teno - Teno	Caso Base
Aumento de capacidad tramo de línea 1x66 kV Teno - Rauquén	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Curicó	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Los Maquis	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Talca	Caso Base
Proyecto Apoyo Maule	Invierno 2019
Aumento de capacidad en S/E Villa Alegre	Caso Base
Nuevo Transformador en S/E Chillán	Caso Base

Tabla 5-84. Obras de Ejecución Obligatoria, En Construcción al 31 de octubre de 2018 (DE N° 418), Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad de transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	Invierno 2021
Ampliación en S/E Graneros	Verano 2021
Ampliación en S/E Alameda	Verano 2021
Seccionamiento en línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	Invierno 2020
Ampliación S/E Punta de Cortés	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Verano 2021
Ampliación en S/E La Esperanza	Verano 2021
Ampliación en S/E Alcones	Invierno 2020
Ampliación en S/E Nancagua	Verano 2021
Ampliación en S/E Paniahue	Verano 2021
Ampliación en S/E Maule	Verano 2020
Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Invierno 2020
Seccionamiento en S/E Panimávida	Verano 2020
Ampliación en S/E Panimávida	Verano 2020
Ampliación en S/E Linares Norte	Invierno 2020
Ampliación en S/E La Palma	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Javier	Invierno 2020
Ampliación en S/E Constitución	Invierno 2020
Aumento de capacidad de transformación en S/E Longaví	Verano 2021

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Seccionamiento en S/E San Gregorio	Verano 2021
Ampliación en S/E San Gregorio	Verano 2021
Ampliación en S/E Cauquenes	Invierno 2020
Ampliación en S/E San Carlos	Verano 2021
Nueva Subestación Pueblo Seco 154 kV	Invierno 2020
Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	Verano 2020
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2021

Tabla 5-85 Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293)

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad en S/E Colchagua	Verano 2022
Aumento de capacidad en S/E Piduco	Invierno 2021
Aumento de capacidad en S/E El Monte	Verano 2022
Ampliación Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche: Incorporación de paños de línea	Verano 2024
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	Verano 2024
Ampliación en S/E Punta Cortes para interconexión de Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche	Verano 2024
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo Pelequén	Verano 2022
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	Verano 2022
Ampliación en S/E El Manzano	Verano 2022
Ampliación en S/E La Esperanza	Verano 2023
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	Verano 2021
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Verano 2022
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Invierno 2021
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2022
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Verano 2022

Tabla 5-86. Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (RE N° 622) , Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Verano 2024
Nueva Línea 1x66 kV La Esperanza - El Manzano	Verano 2023

Tabla 5-87 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Alto Jahuel - Charrúa

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Chocalán	Verano 2023

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Mandinga	Verano 2023
Ampliación en S/E Fátima	Verano 2024
Ampliación en S/E Loreto	Verano 2023
Ampliación en S/E Lihueimo	Verano 2023
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel	Verano 2023
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	Verano 2023
Ampliación en S/E San Clemente	Verano 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	Verano 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Verano 2023
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	Verano 2024
Ampliación en S/E Portezuelo	Verano 2023
Ampliación en S/E Nirivilo	(*)
Ampliación en S/E Constitución (Condicionada)	(**)
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier	(*)
Ampliación en S/E Charrúa	Verano 2023
Ampliación en S/E El Manzano	(*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	(*)
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	(*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito	(*)

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se han considerado dentro del horizonte de análisis.

Tabla 5-88 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Alto Jahuel - Charrúa

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Litueche	Verano 2023
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo - Constitución, tendido del primer circuito	Verano 2024
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	Verano 2024
Nueva S/E Seccionadora Codegua	Verano 2024

Tabla 5-89 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Alto Jahuel - Charrúa

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Chumaquito	Verano 2024
Ampliación en S/E San Miguel	Verano 2024
Ampliación en S/E Pelequén	Verano 2024
Ampliación en S/E Parral	Verano 2024
Ampliación en S/E Santa Elvira	Verano 2024

Tabla 5-90 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Alto Jahuel – Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Escenario
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	Verano 2025
Nueva S/E Seccionadora El Ruil	Verano 2025

Tabla 5-91: Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Alto jahuel-Charrúa.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	Invierno 2027
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta	Invierno 2027
Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	Invierno 2027
5 Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	Invierno 2027
7 Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	Invierno 2027
Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	Invierno 2027
Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	Invierno 2027
Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	Invierno 2027
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Invierno 2027
Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Invierno 2027
Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Invierno 2027

Tabla 5-92: Obras Nuevas– Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	Invierno 2027

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	Invierno 2027
Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	Invierno 2027
Nueva Subestación Seccionadora Buli	Invierno 2027
Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte	Invierno 2027
Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	Invierno 2027

En la Tabla 5-93 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas las obras relativas a ejecución obligatoria, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-93. Obras establecidas a través del artículo 102°, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Proyecto	Escenario	Resolución
Proyecto de Aumento de Capacidad BBCC Zona Maule	Base	RE 528 26/09/2017
Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones S/E Tinguiririca	Invierno 2020	RE 569 12/10/2017
Refuerzo Línea de Transmisión 1x66 kV Parral – Paso Hondo	Verano 2019	RE 652 28/09/2018
Nueva Subestación Fuentecilla	Verano 2023	RE 467 10/12/2020
Nueva Subestación Puquillay	Verano 2023	RE 468 14/12/2020
Nueva Subestación Santa Cruz	Verano 2023	RE 469 14/12/2020

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 4 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 5-94.

Tabla 5-94. Fechas de demanda máxima coincidente, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	2020-02-21 10:00:00	2020-12-28 21:00:00	2020-05-19 18:00:00	2020-08-18 19:00:00
Rancagua	2020-02-24 17:00:00	2020-02-10 21:00:00	2020-05-19 18:00:00	2020-04-15 19:00:00
Maule	2020-02-11 16:00:00	2020-02-20 21:00:00	2020-04-09 11:00:00	2020-05-29 19:00:00
Ñuble	2020-01-28 15:00:00	2020-01-21 21:00:00	2020-07-09 15:00:00	2020-05-12 19:00:00

Finalmente se muestran los bloques de potencia asociado a cada bloque de demanda determinado en la Figura 5-115.

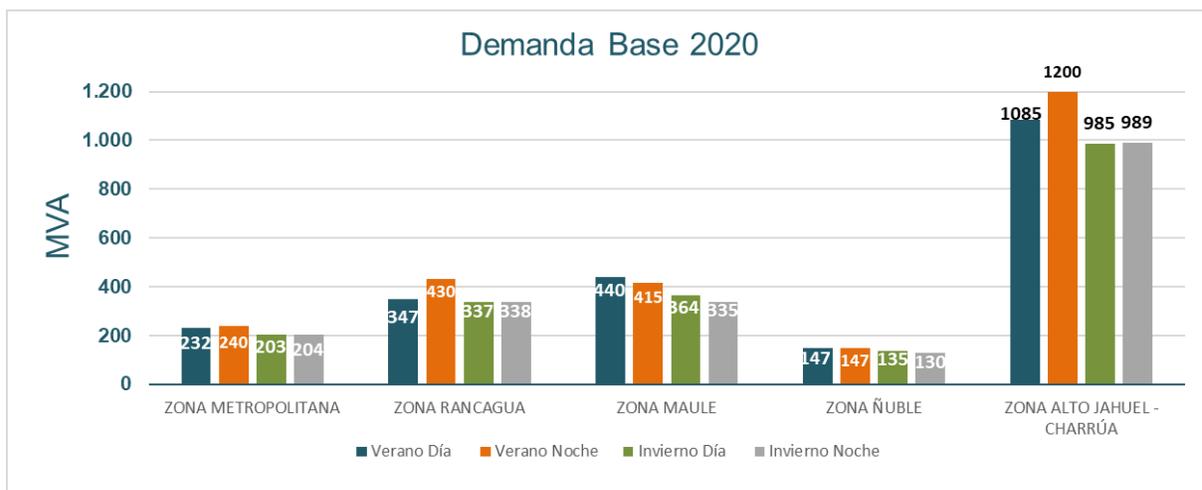


Figura 5-115. Demanda máxima zonal MW de acuerdo a bloques de demanda máxima.

5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

Se observa, de acuerdo con las proyecciones proporcionadas por el Departamento de Prospectiva del Coordinador, que 13 transformadores han presentado una capacidad mayor a la nominal al final del periodo en análisis y 24 transformadores tienen un nivel de carga entre el 85% y el 100% respecto de su capacidad nominal; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad nominal al año 2027. La Figura 5-116 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2022 hasta el año 2027 (año 2022 al interior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

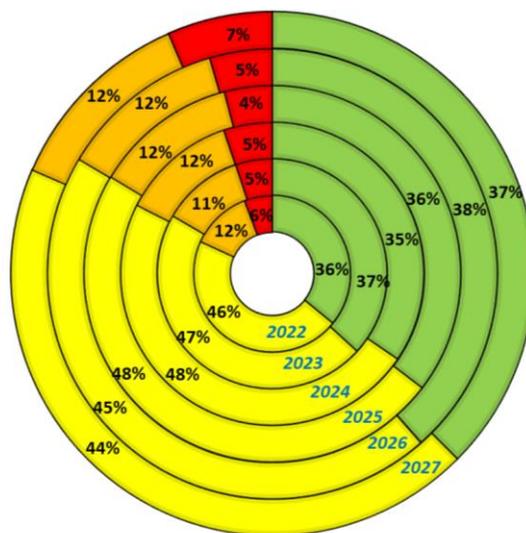


Figura 5-116. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

El análisis de la Figura 5-116 permite observar que:

- Al año 2022, el 6% de los transformadores (correspondiente a 11 unidades), presentan episodios en los cuales existe sobrecarga, mientras que en un 12% de ellos (equivalente a 24 transformadores) la demanda máxima a la que son sometidos se encuentra entre el 85% y el 100% de su capacidad.
- Al año 2027, el 7% de los transformadores (correspondiente a 13 unidades), presentan episodios de sobrecarga, mientras que en un 12% de ellos (equivalente a 24 transformadores) la demanda máxima a la que son sometidos se encuentra entre el 85% y el 100% de su capacidad.

Se puede apreciar que la proyección de demanda no origina condiciones de cargabilidad que impliquen grandes sobrecargas para el conjunto de transformadores AT/MT de esta zona. Lo anterior, debido a que el tren de proyectos asociados a los planes de expansión de la transmisión para esta zona, evita la saturación de los transformadores AT/MT de la zona en estudio. Importante mencionar el apoyo de las obras aprobadas (en el mes de diciembre 2020) mediante la aplicación del artículo 102°: Nueva S/E Fuentecilla, Nueva S/E Puquillay y Nueva S/E Santa Cruz que dan apoyo a la red de distribución y zonal de los entornos de las SS/EE: San Vicente de Tagua Tagua, Nancagua y Paniahue. De la misma manera, se debe mencionar que esta proyección y análisis no considera crecimientos puntuales que se puedan dar en una región en particular, gatillada por un impulso de

crecimiento regional. En un posterior análisis se incorporará la sensibilidad ante posibles crecimientos puntuales para una región determinada.

A continuación, la Tabla 5-95 presenta el listado de transformadores sobrecargados durante el periodo 2022-2027.

Tabla 5-95. Transformadores sobrecargados en el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T1
CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T2
CURICO 66/15 kV 30 MVA T2
EL MANZANO 66/15 kV 4 MVA
ISLA DE MAIPO 66/12 kV 11,2 MVA T2
LA ESPERANZA 69/13.8KV 12MVA
LA MANGA 66/13.8KV 10MVA
LAS ARAÑAS 66/23KV 12MVA
MONTERRICO 66/13.8KV 2 MVA
QUELENTARO 110/24KV 13MVA (UCUQUER)
TENO 69/24.4-14.4KV 10MVA T2
TRES ESQUINAS T1 66/13.8KV 8-10 MVA
VILLA ALEGRE 66/14.8KV 5.65MVA

De la tabla anterior podemos indicar que los transformadores:

- LA MANGA 66/13.8KV 10MVA
- LAS ARAÑAS 66/23KV 12MVA
- MONTERRICO 66/13.8KV 2 MVA
- QUELENTARO 110/24KV 13MVA (UCUQUER)
- VILLA ALEGRE 66/14.8KV 5.65MVA

Deben ser monitoreados debido a que su capacidad nominal puede ser sobrepasada, a cauda de la inyección de los PMGD conectados a las redes de distribución que abastecen dichas subestaciones. En caso de confirmarse que la saturación de estas unidades se debe a la inyección de PMGD, se debe aplicar lo establecido en el artículo 2-14 de la NTCO de PMGD de julio de 2019, el cual indica que se debe restringir la inyección de estos medios de generación. Por otro lado, se debe ratificar la medida y capacidad del transformador: TENO 69/24.4-14.4KV 10MVA T2, debido a que su operación muestra una sobrecarga que alcanza el 215% de su capacidad. Finalmente se indican los transformadores que no cuentan con una obra de expansión que se atienda su problemática de sobrecarga:

- CACHAPOAL 66/15KV 25MVA 1
- CACHAPOAL 66/15KV 25MVA 2
- CURICO 66/15KV 30MVA T2
- EL MANZANO 66/15KV 4MVA
- ISLA DE MAIPO 66/12KV 25MVA 3
- LA ESPERANZA 69/13.8KV 12MVA
- TRES ESQUINAS T1 66/13.8KV 8-10 MVA

En relación con lo anterior, la Tabla 5-96 presenta el listado de transformadores que presentan una carga entre el 85y 99% respecto de su capacidad nominal durante el periodo 2022-2027.

Tabla 5-96. Transformadores sobrecargados en el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis	Cargabilidad al 2027
BUIN(TRANSNET) 66/15kv 30MVA 1	92%
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T1	87%
CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T2	95%
CIRUELITO 33/13.2KV 1MVA	89%
COCHARCAS 66/13.8KV 10-12 MVA	86%
COLCHAGUA 66/15KV 18.7MVA 2	89%
EL MAITEN 69/13.8KV 10MVA	96%
EL MANZANO 66/15KV 6.67MVA	98%
EL MONTE 69/13.8KV 10MVA	98%
FATIMA 69/15.3KV 30MVA T2	99%
HOSPITAL 66/24-15KV 18.7MVA T2	95%
HUALTE 66/33-23KV 10 MVA T1	93%
LA VEGA 66/23KV 10MVA	96%
LAS ARANAS 66/13.8/9.2KV 10MVA	88%
LAS ARAÑAS 66/13.2 KV 5 MVA	88%
MARCHIGUE 66/23kv 10MVA	95%
PLACILLA 66/24-14.4kv 10MVA	85%
SAN FRANCISCO MOSTAZAL 66/15KV 15MVA 1	92%
SAN GREGORIO 66/13.8KV 2.6MVA	90%
SAN RAFAEL 66/13.8KV 16MVA	92%
TALCA 66/15KV 30MVA T2	92%
TENO 154/14.4KV 33.3MVA T2	93%
VILLA PRAT 66/13.8KV 5.2MVA	87%

De la tabla anterior podemos indicar que los transformadores:

- CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T1
- CHIMBARONGO 66/15KV 9.4MVA T2

- CIRUELITO 33/13.2KV 1MVA
- EL MAITEN 69/13.8KV 10MVA
- EL MANZANO 66/15KV 6.67MVA
- EL MONTE 69/13.8KV 10MVA
- FATIMA 69/15.3KV 30MVA T2
- LA VEGA 66/23KV 10MVA
- LAS ARAÑAS 66/13.2 KV 5 MVA
- MARCHIGUE 66/23kv 10MVA
- PLACILLA 66/24-14.4kv 10MVA
- SAN RAFAEL 66/13.8KV 16MVA

No cuentan con un proyecto de expansión que solucione su problemática referente a la posibilidad de pérdida de holgura, así como tampoco se dispone de información que permita determinar maniobras operacionales en las redes de distribución que permitan traspasos de carga a transformadores cercanos que permitan una cargabilidad de menor valor.

5.6.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se diagnostica el 100% de los transformadores AT/AT de la zona comprendida entre Alto Jahuel y Charrúa (56 transformadores en total), de los cuales se identifican, de acuerdo con las proyecciones, que para el periodo 2022 existen 4 transformadores con un nivel de carga superior al 100% y cuatro transformadores con una cargabilidad entre el 85 y 100%.

El tren de nuevas obras incorporadas en los planes de expansión del sistema de transmisión de la CNE comprendida entre los años 2017 a 2020, permite que al fin del periodo de análisis no se registren transformadores AT/AT con una cargabilidad mayor a su capacidad nominal y se registren solo 3 unidades con una cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad nominal (escenario verano-noche).

En la Figura 5-117 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2022 hasta el 2027, donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

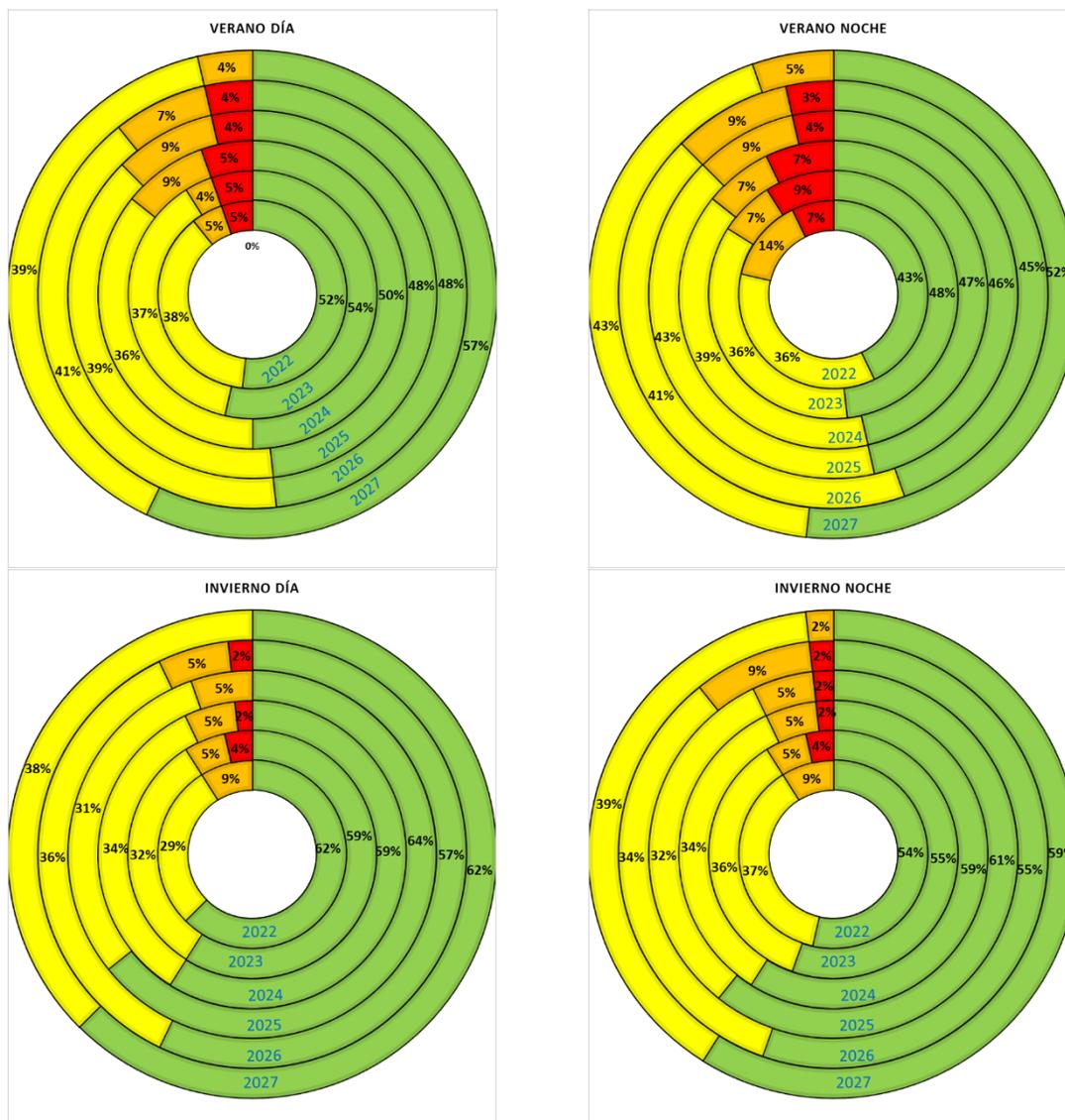


Figura 5-117. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La Tabla 5-97 muestra aquellos transformadores AT/AT que presentan sobrecarga en el año 2022 correspondiente a los escenarios analizados.

Tabla 5-97. Transformadores con sobrecarga durante el periodo 2022-2027, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Transformador AT/AT	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Maule 60 MVA 154/66/15 kV T1	No	Sí	No	No
Parral 75 MVA 154/66/13,2 kV T1	Sí	Sí	No	No
Rancagua 75 MVA 154/69/14,8 kV T4	Sí	Sí	No	No
Teno 25 MVA 154/66/14,8 kV T5	Sí	Sí	No	No

La Tabla 5-98 enlista complementariamente aquellos transformadores que presentan una cargabilidad por sobre el 85% y que paulatinamente aumentan sus requerimientos en virtud de la demanda estimada.

Tabla 5-98. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2019-2025, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Transformador AT/AT	2022		2027	
	Verano noche. Carga %	Verano Día. Carga%	Verano Noche. Carga%	Verano Día. Carga%
Fátima 75 MVA 154/66/13,8 kV	87%	80%	43%	40%
Linares 75 MVA 154/69/14,8 kV	94%	87%	65%	62%
Punta de Cortés 56 MVA 154/69/13,8 kV T1	85%	79%	39%	36%
Portezuelo 75 MVA 110/69/23 kV T2	89%	83%	54%	52%
Portezuelo 50 MVA 110/69/13,8 kV T1	90%	84%	53%	49%
Quelentaro 195/195/13 MVA 220/110/13,8 kV	91%	84%	61%	55%
Tinguiririca 300 MVA 220/154/69 kV	99%	96%	87%	81%

Es importante mencionar que los resultados mostrados en la tabla anterior se deben principalmente al efecto de las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), cuyo impacto se aprecia al final del horizonte de análisis. Las obras que ocasionó lo mencionado anteriormente son:

- Nueva S/E Seccionadora Totihue y nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario
- Nueva S/E Seccionadora Buenavista y nueva línea 2x66 kV Buenavista –Rauquén
Nueva S/E seccionadora Llepu y nueva línea 2x154 kV Llepu – linares
- Nueva S/E seccionadora Buli
- Nueva S/E Coiquen y nueva línea 1x66 kV Coiquen – Hualte
- Nueva línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II

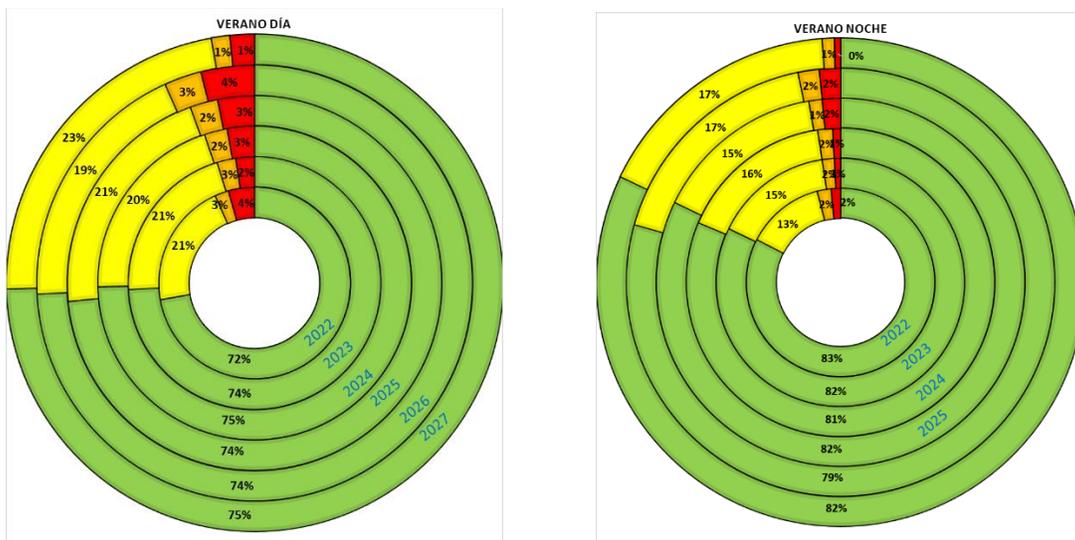
Las obras anteriores permiten nuevos puntos de suministro y apoyo al sistema 154 kV y 66 kV comprendido entre Alto Jahuel y Charrúa.

5.6.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El diagnóstico de líneas de transmisión zonal se realiza sobre 260 instalaciones existentes en el 2021, totalizando 271 instalaciones al 2027, al considerar la puesta en servicio de obras de los planes de expansión y resoluciones indicadas en los antecedentes.

La Figura 5-118 presenta la evolución del estado del uso de las líneas de transmisión desde el año 2021 hasta el año 2027 en 5 escenarios correspondientes a verano día con y sin aportes de generación local, verano noche, invierno día e invierno noche, con el siguiente esquema de colores:

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%
- Naranja: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%



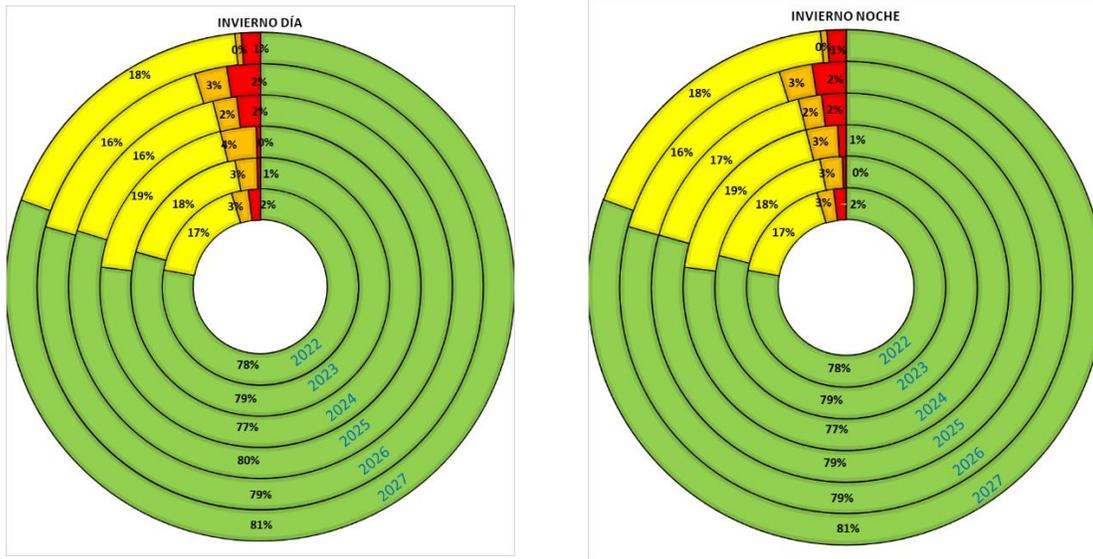


Figura 5-118. Evolución del estado de líneas de transmisión zonal, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

La Figura 5-118 refleja que los escenarios de verano poseen el mayor porcentaje de líneas con sobrecarga dado el alto consumo estival de la zona sumado a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. En concordancia con lo anterior, Tabla 5-99 presenta las 7 líneas de transmisión que poseen niveles de cargabilidad por sobre el 85% en el año 2027 que corresponde al final del periodo de análisis. Es importante destacar que el tren de obras propuestos en los planes de expansión de la transmisión para esta zona ha permitido ayudar a mantener y asegurar la suficiencia de estas instalaciones, siendo la seguridad el paso siguiente para robustecer estas instalaciones.

Tabla 5-99 Líneas de transmisión con cargabilidad mayor al 85% periodo 2022-2027, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x66 kV Alto Jahuel - Buin 66 kV	No	No	No	No
1x66 kV Las Arañas - El Peumo 66kV	No	No	No	No
1x66 kV Lihueimo - Marchigue 66kV	Sí	No	No	No
1x 66 kVLirios - Chumaquito 66 kV	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Molina - Curicó 66 kV L1	No	Sí	No	No
1x66 kV Rancagua - Tap El Teniente 66	Sí	No	No	No
1x66 kV Rauquén - Curicó 66	Sí	Sí	No	No

5.6.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La Tabla 5-100, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona Alto Jahuel -Charrúa.

Tabla 5-100. Restricciones actuales de operación en la zona Alto Jahuel - Charrúa

Instalación	Problemática
S/E Rancagua, transformador N°1 154/69/14.8 kV	- Se encuentra indisponible el BBCC del terciario de este transformador debido a falla en transformador original y reemplazo por uno de mayor tensión en el terciario. Lo anterior cobra relevancia ante la desconexión forzosa o programada del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel, durante escenarios de demanda alta, pudiéndose producir problemas de regulación de tensión en las barras de las SS/EE que se abastecen desde las SS/EE Rancagua, Paine y Fátima, al quedar estas últimas subestaciones operando en forma radial desde S/E Tinguiririca.
S/E Itahue, sección de barra N°2 154 kV	- La ocurrencia de una falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio por problemas de regulación de tensión en la zona, sobre todo en las cercanías a S/E Itahue y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga de los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Tinguiririca y/o Alto Jahuel, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares.
S/E Itahue, barras N°1 y N°2 66 kV y línea 2x66 kV Itahue - Talca	- Ante la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado del transformador N°1 154/66 kV, y ante la imposibilidad de transferir, mediante el paño BR, alguno de los interruptores 66 kV de los transformadores 154/66 kV N°2 o N°5 a la barra 66 kV N°1, la contingencia simple sobre la barra 66 kV N°2 de S/E Itahue compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona.
S/E Teno, transformadores N°3 y N°5 154/66 kV	- Ante la indisponibilidad forzosa o programada de alguno de los transformadores N°3 o N°5, o de alguno de sus paños (la barra 154 kV de S/E Teno no posee barra de transferencia que permita el reemplazo de los paños que se conectan a dicha barra), sumado a escenarios de alta demanda y/o elevada temperatura ambiente, se requiere del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico (centrales Teno y Teno Gas) para poder controlar la transferencia por la línea 2x66 kV Itahue - Curicó, al quedar los consumos de las barras 66 kV de las SS/EE Teno, Rauquén y Curicó abastecidos desde S/E Itahue, mediante aquella línea.

Instalación	Problemática
Línea 66 kV San Javier - Tap Nirivilo - Constitución	- Ante escenarios de demanda alta en la zona y elevada temperatura ambiente, y sin el aporte de central Viñales por indisponibilidad forzosa o programada, los consumos de S/E Constitución quedan abastecidos por central Celco y mayoritariamente por el aporte proveniente desde el SEN a través de la línea 66 kV San Javier - Constitución, pudiéndose requerir del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico (centrales San Javier, Constitución 1 y Maule) para poder regular tensión y controlar la transferencia por la línea
Línea 154 kV Charrúa - Chillán	- Frente a condiciones normales de operación, con demanda alta y elevada temperatura ambiente, la limitada capacidad térmica del conductor del tramo Tap Chillán - Chillán de la línea 154 kV Charrúa - Chillán no permitiría brindar apoyo ante la necesidad de abastecer los consumos de S/E Monterrico y/o de la línea 66 kV Charrúa - Chillán, frente a la indisponibilidad de alguno de los transformadores 154/66 kV de las SS/EE Monterrico y Charrúa, requiriendo el traspaso de consumos hacia otras SS/EE que no se abastezcan desde dicha línea. A su vez, se hace indispensable depender de los excedentes de generación de la Planta Nueva Aldea
Línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral	- Frente a condiciones normales de operación, con demanda alta y elevada temperatura ambiente, sumado a la indisponibilidad total o parcial, forzosa o por mantenimiento programado, de central Nueva Aldea, la limitada capacidad térmica del conductor de la línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, requiriendo el traspaso de consumos hacia otras SS/EE de la zona que no se abastezcan desde dicha línea

5.6.8 PROYECCIÓN DE ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la Zona de Alto Jahuel – Charrúa.

5.6.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la zona Charrúa - Chiloé, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La Tabla 5-121 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-101. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona Alto Jahuel – Charrúa.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E ALHUE	ID 390 BA S/E ALHUE 23KV	PMGD PFV LA ESTANCIA	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E Chocalán	Alimentador Pabellón	PMGD PFV NAHUEN	9,2	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL MAITEN	ALIMENTADOR POMAIRE	PMGD PFV QUILLAY	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL MAITEN	Alimentador Lumbreras	PMGD PFV LUMBRERAS	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL MONTE	ID 571 BA S/E EL MONTE 13,2KV BP1	PMGD PFV SANTA ADRIANA	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL PAICO	S/E EL PAICO	PMGD HP MALLARAUCO U1	3,4	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL PAICO	S/E EL PAICO 13.2KV	PMGD PFV ALTOS DEL PAICO	2,1	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL PAICO	ID 572 S/E EL PAICO 13,2KV BP1	PMGD PFV EL LAUREL	7,5	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL PEUMO	S/E PEUMO	PMGD PFV EL ROBLE	9,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E EL PEUMO	El Peumo	PMGD PFV SAN RAMIRO	9,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E ISLA DE MAIPO	ID_851 IM S/E ISLA DE MAIPO C3	PMGD PFV DARLIN SOLAR	9,0	Transformador de 30 MVA disponible.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E ISLA DE MAIPO	SE Isla de Maipo	PMGD PFV PEPA SOLAR	9,6	Transformador de 30 MVA disponible.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E ISLA DE MAIPO	Alimentador Santa Blanca	PMGD TER CAMPING DIESEL	3,0	Transformador de 30 MVA disponible.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E LA MANGA	S/E LA MANGA 13,2KV	PMGD PFV ALTO SOLAR	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E LA MANGA	ID 582 BA S/E LA MANGA 13.2KV	PMGD PFV LUCE SOLAR	2,7	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E LAS ARANAS	ID 588 BA S/E LAS ARAÑAS 66KV BP1	PMGD PFV RLA SOLAR	2,7	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E LAS ARANAS	ID 3317 BA S/E LAS ARANAS 66KV BP5	PMGD PFV ECLIPSE SOLAR	9,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E MANDINGA	ID 595 BA S/E MANDINGA 13,8KV BP1	PMGD PFV LAS TURCAS	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E Mandinga	Alimentador San Manuel	PMGD PFV MALINKE	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E SANTA ROSA (TRANSNET)	ID 624 S/E SANTA ROSA (TRANSNET) 23KV	PMGD PFV LO SIERRA	3,0	Sin observaciones.
METROPOLITANA DE SANTIAGO	S/E SANTA ROSA (TRANSNET)	Alimentador Lo Sierra	PMGD PFV DON ANDRONICO	2,8	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E CHIMBARONGO	ID 149 BA S/E CHIMBARONGO 15KV B1	PMGD PFV CHIMBARONGO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E Chimbarongo	Alimentador San Enrique	PMGD PFV EL ROMERAL	8,1	Holgura reducida en TR2.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E Chimbarongo	Alimentador Huemul	PMGD PFV PARQUE SOLAR MEMBRILLO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E CHUMAQUITO	ID 152 BA S/E CHUMAQUITO 15KV	PMGD PFV SAN ISIDRO	2,7	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E CHUMAQUITO	ID 152 BA S/E CHUMAQUITO 15KV	PMGD PFV LAS MERCEDES	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U1	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U2	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U3	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U4	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U5	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ID 153 BA S/E COLCHAGUA 15KV C1	PMGD TER MIMBRE U6	0,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E COLCHAGUA	ALIMENTADOR TINGUIRIRICA	PMGD PFV SANTA CAROLINA	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E EL MANZANO (CGE)	ID 207 BA S/E EL MANZANO (CGE) 15KV BP1	PMGD PFV DON EUGENIO	3,0	Holgura reducida resuelta por obra DE 198/2019
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E EL MANZANO (CGE)	S/E EL MANZANO 15KV	PMGD PFV EL QUEULE	7,0	Holgura reducida resuelta por obra DE 198/2019

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E EL MANZANO (CGE)	S/E EL MANZANO 13KV	PMGD PFV LUNA	3,0	Holgura reducida resuelta por obra DE 198/2019
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E GRANEROS	ID 124 BA S/E GRANEROS 15KV T1	PMGD PFV FRANCISCO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E GRANEROS	S/E GRANEROS	PMGD PFV LUDERS	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E GRANEROS	S/E GRANEROS 15KV	PMGD PFV LA BLANQUINA	9,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E GRANEROS	Alimentador Codegua	PMGD PFV CANDELARIA SOLAR	2,8	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LA ESPERANZA	ID 580 BA S/E LA ESPERANZA (TRANSNET) 13.2KV	PMGD PFV LAS CHACRAS	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LAS CABRAS	Alimentador El Carmen	PMGD PFV LOS LAGOS	2,2	Holgura reducida resuelta por obra DE 185/2021
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E Las Cabras	Alimentador El Carmen	PMGD PFV LAS CABRAS	3,0	Holgura reducida resuelta por obra DE 185/2021

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E Las Cabras	Alimentador La Rosa	PMGD PFV EL CASTAÑO	8,6	Holgura reducida resuelta por obra DE 185/2021
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LIHUEIMO	BA 1435 S/E LIHUEIMO 13.2KV BP2	PMGD PFV CRUCERO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E Lihueimo	Alimentador Molineros	PMGD PFV DON JORGE (EX PERALILLO)	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LO MIRANDA	ID 352 BA S/E LO MIRANDA 15KV BP2	PMGD PFV DOÑIHUE	7,5	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LO MIRANDA	ID 183 BA S/E LO MIRANDA 15KV BP1	PMGD PFV LO MIRANDA	6,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E LORETO	ID 185 BA S/E LORETO 15KV	PMGD PFV LORETO SOLAR	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MACHALI	ID 1829 BA S/E MACHALI 15KV	PMGD HP LA COMPAÑIA II	2,6	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MALLOA	S/E MALLOA 15KV	PMGD PFV ANTONIA SOLAR	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MARCHIGÜE	ID 597 BA S/E MARCHIGUE 13,2KV BP1	PMGD PFV POBLACION	3,0	Holgura Reducida TR1.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MARCHIGÜE	ID 597 BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV BP1	PMGD PFV MARCHIHUE VII	3,0	Holgura Reducida TR1.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MARCHIGÜE	ID597 - BA S/E MARCHIGÜE 13.2KV BP1	PMGD PFV LAS TORCAZAS	3,0	Holgura Reducida TR1.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E MARCHIGÜE	Alimentador Peralillo	PMGD PFV SANTA MARGARITA	3,0	Holgura Reducida TR1.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E NANCAGUA	ID 600 BA S/E NANCAGUA 13,2KV BP1	PMGD PFV ROVIAN	7,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PANIAHUE	ID 602 S/E PANIAHUE 13.2KV BP1	PMGD PFV LA LAJUELA	6,9	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PELEQUEN	S/E PELEQUÉM 15KV	PMGD PFV DON MARIANO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PLACILLA	S/E PLACILLA	PMGD TER CURAUMA U1	1,2	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PLACILLA	S/E PLACILLA	PMGD TER CURAUMA U2	0,7	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PLACILLA	S/E PLACILLA	PMGD TER CURAUMA U3	0,7	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PLACILLA	ID 607 BA S/E PLACILLA 13.2KV	PMGD PFV PLACILLA SOLAR	9,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PORTEZUELO	ID 1189 BA S/E PORTEZUELO 23KV BP1	PMGD PFV VITUCO 2B	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E PORTEZUELO	ID 1189 BA S/E PORTEZUELO 23KV BP1	PMGD PFV GUADALAO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E QUELENTARO	ID 611 BA S/E QUELENTARO 13.2KV	PMGD PFV PILPILEN	2,8	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E QUINTA	S/E QUINTA	PMGD PFV EL PICURIO	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E QUINTA	ID 1093 BA S/E QUINTA 13,2KV BP1	PMGD PFV EL CONDOR	1,3	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E QUINTA DE TILCOCO	S/E QUINTA DE TILCOCO 15KV	PMGD PFV ARGOMEDO	8,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E RANGUILI	ID 633 BA S/E RANGUILI BP1	PMGD PFV RANGUIL	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E RENGO	ID 163 BA S/E RENGO 15KV	PMGD PFV RINCONADA	8,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E RENGO	S/E RENGO	PMGD PFV QUELTEHUE SOLAR	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E RENGO	S/E RENGO	PMGD PFV PITOTOY	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E ROSARIO	ID 318 BA S/E ROSARIO 15KV BP1	PMGD PFV TRICAHUE II	9,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	ID 343 BA S/E SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL 15KV C2	PMGD PFV HOMERO SOLAR	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	S/E SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL	PMGD PFV MOSTAZAL	9,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	ID 170 BA S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 15KV C1	PMGD PFV LA ACACIA	8,6	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA 15KV	PMGD PFV SANTA AMELIA	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA	Alimentador Pencahue	PMGD PFV PARQUE SOLAR LA MURALLA	3,0	Sin observaciones.
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E TUNICHE	ID 177 BA S/E TUNICHE 15KV	PMGD PFV CHANCON	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
LIBERTADOR GENERAL BERNARDO OHIGGINS	S/E TUNICHE	ID 177 BA S/E TUNICHE 15KV	PMGD PFV LOS LIBERTADORES	8,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E CHACAHUIN	Cunaco 15kv	PMGD PFV CIPRES	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E Chacahuin	Alimentador San Gabriel	PMGD PFV LINARES SOLAR	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E CONSTITUCION	ID 565 S/E CONSTITUCIÓN 23KV BP1	PMGD TER RASO POWER U1	2,7	Sin observaciones
MAULE	S/E CONSTITUCION	ID 565 S/E CONSTITUCIÓN 23KV BP1	PMGD TER RASO POWER U3	1,3	Sin observaciones
MAULE	S/E CONSTITUCION	ID 565 S/E CONSTITUCIÓN 23KV BP1	PMGD TER RASO POWER U4	1,1	Sin observaciones
MAULE	S/E CONSTITUCION	ID 565 BA S/E CONSTITUCIÓN 23KV BP1	PMGD TER RASO POWER U5	1,3	Sin observaciones
MAULE	S/E Constitucion	Alimentador Purapel	PMGD TER ELECTRICA PINARES LIMITADA	8,6	Sin observaciones
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13.2KV	PMGD HP DOSAL U1	0,3	Sin observaciones.
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U1	0,5	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U2	0,5	Sin observaciones.
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U3	0,5	Sin observaciones.
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U4	0,5	Sin observaciones.
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U5	0,5	Sin observaciones.
MAULE	S/E CURICO	S/E CURICO 13,2KV	PMGD TER ZAPALLAR U6	0,5	Sin observaciones.
MAULE	S/E Itahue	Alimentador Pulmodón	PMGD PFV SAN CAMILO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E LA PALMA	ID 122 BA S/E LA PALMA 15KV BP1	PMGD PFV TRICA- DOS	2,8	Saturación resuelta en obra del DE 418/2017
MAULE	S/E LA PALMA	S/E LA PALMA 15KV	PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	9,0	Saturación resuelta en obra del DE 418/2017

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E LA PALMA	Alimentador la Orilla de Maule	PMGD PFV PARQUE SOLAR SAN JAVIER	6,0	Saturación resuelta en obra del DE 418/2017
MAULE	S/E LA VEGA	SE LA VEGA 23KV	PMGD PFV PLAYERO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E La Vega	Alimentador Los Ruiles	PMGD PFV PLAYERITO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E LINARES NORTE	S/E LINARES NORTE 13.2 KV	PMGD PFV GRANADA	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E Linares Norte	Alimentador Barrio Industrial	PMGD PFV PACHIRA	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E LONGAVI	ID 1090 BA S/E LONGAVI BL2 13.2KV	PMGD PFV EL PITIO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E LONGAVI	ID 1090 BA S/E LONGAVI BL2 13.2KV	PMGD PFV VILLA SECA	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E MOLINA	S/E MOLINA	PMGD HP PURISIMA U1	0,4	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E MOLINA	S/E MOLINA 13.2 KV	PMGD HP CUMPEO U1	5,8	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E MOLINA	S/E MOLINA 66 KV	PMGD HP EL GALPON U1	1,3	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E MOLINA	ID 2467 BA S/E MOLINA 13,2KV BP2	PMGD TER MOLINA U1	1,0	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E MOLINA	ID 2467 BA S/E MOLINA 15KV BP2	PMGD TER CHILE	1,2	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E MOLINA	ID 2467 BA S/E MOLINA 15KV BP2	PMGD PFV PARAGUAY	9,0	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E Molina	Alimentador Casablanca	PMGD PFV GR RAULI	9,1	Holgura reducida resuelta en obra del DE 198/2019
MAULE	S/E NIRIVILO	ID 6531 IM S/E NIRIVILO E1	PMGD PFV VILLA CRUZ	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E PANGUILEMO	ID 196 BA S/E PANGUILEMO 15KV	PMGD PFV LAS PERDICES	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E PANIMAVIDA	S/E PANIMÁVIDA 13.2 KV	PMGD HP ROBLERIA U1	4,0	Holgura reducida.
MAULE	S/E PANIMAVIDA	Alimentador Colbún	PMGD PFV SATURNO NORTE	4,5	Holgura reducida.
MAULE	S/E PANIMAVIDA	Alimentador Panimávida	PMGD PFV MERCURIO SUR	3,0	Holgura reducida.
MAULE	S/E Parral	Alimentador Ajial	PMGD PFV PARQUE SOLAR BICENTENARIO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E PARRONAL	ID 605 BA S/E PARRONAL 13.2KV	PMGD PFV PERALILLO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E PASO HONDO	ID 2566 BA S/E PASO HONDO 13.2KV BP1	PMGD PFV EL CHUCAO	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E Piduco	Alimentador Plaza	PMGD PFV PARQUE PENCAHUE ESTE	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E RAUQUEN	ID 120 BA S/E RAUQUEN 13.2KV BP1	PMGD PFV RAUQUEN	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E RETIRO	ID 616 BA S/E RETIRO 13.2KV	PMGD PFV LOS GORRIONES	3,0	Holgura reducida.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E San Clemente	Alimentador El Canelo	PMGD PFV QUINANTU SOLAR	9,1	Sin observaciones.
MAULE	S/E SAN JAVIER	S/E SAN JAVIER 23	PMGD PFV GR LEMU	5,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E SAN MIGUEL	ID 168 BA S/E SAN MIGUEL 15KV	PMGD PFV TALCA	9,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E SAN RAFAEL	S/E SAN RAFAEL	PMGD PFV LOS PATOS	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E SAN RAFAEL	S/E SAN RAFAEL	PMGD PFV CATAN SOLAR	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E SAN RAFAEL	S/E SAN RAFAEL 12KV	PMGD PFV CALLE LARGA	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E TENO	S/E TENO 13.2 KV	PMGD HP LA MONTAÑA U1	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E TENO	BA 2455 ID S/E TENO 13,2KV BP2	PMGD HP LA MONTAÑA II U1	1,9	Sin observaciones.
MAULE	S/E TENO	ID 2455 BA S/E TENO 13.2KV BP2	PMGD PFV JOSE SOLER MALLAFRE	1,3	Sin observaciones.
MAULE	S/E Teno	Alimentador El Quelmen	PMGD PFV GR PITAO	9,1	Sin observaciones.
MAULE	S/E Teno	Alimentador La Laguna	PMGD TER DIESEL CEREZO	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
MAULE	S/E VILLA ALEGRE	S/E VILLA ALEGRE	PMGD PFV VILLA ALEGRE	9,0	Holgura reducida TR1.
MAULE	S/E VILLA PRAT	S/E VILLA PRAT	PMGD PFV VILLA PRAT	3,0	Sin observaciones.
MAULE	S/E Villa prat	Alimentador Peteroa	PMGD PFV VILLA SOLAR	2,8	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E Chillan	Alimentador Huambalí	PMGD TER CHILLAN	2,9	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E Chillan	Alimentador Bulnes	PMGD PFV VENTURADA	9,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E Chillan	Alimentador Limarí	PMGD PFV BERRUECO	9,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E Chillan	Alimentador San Carlos	PMGD PFV ORION SOLAR	3,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E COCHARCAS	ID 1055 BA S/E COCHARCAS 13.8KV	PMGD PFV LAS LECHUZAS	3,0	Holgura reducida TR1.
ÑUBLE	S/E COCHARCAS	Alimentador San Nicolás	PMGD PFV COCHARCAS	2,8	Holgura reducida TR1.
ÑUBLE	S/E Cocharcas	Alimentador Rio Ñuble	PMGD PFV DADINCO	3,0	Holgura reducida TR1.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
ÑUBLE	S/E Cocharcas	Alimentador Cato	PMGD PFV SANTA RITA	2,7	Holgura reducida TR1.
ÑUBLE	S/E Cocharcas	Alimentador Ninquihue	PMGD PFV SANTA ESTER	3,0	Holgura reducida TR1.
ÑUBLE	S/E SAN CARLOS	ID 618 BA S/E SAN CARLOS 13,8KV BP1	PMGD PFV LAS CODORNICES	3,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E SAN CARLOS	Alimentador Alico	PMGD PFV MUTUPIN	9,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E San Carlos	Alimentador San Carlos	PMGD PFV SANTA LUISA	2,6	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E SAN GREGORIO	S/E SAN GREGORIO 12KV	PMGD PFV EL CHINCOL	3,0	Saturación resuelta en obra del DE 418/2017
ÑUBLE	S/E SAN GREGORIO	S/E SAN GREGORIO 13.2KV	PMGD PFV ÑIQUEN	3,0	Saturación resuelta en obra del DE 418/2017
ÑUBLE	S/E Santa Elisa	Alimentador Confluencia	PMGD PFV HUAPE	3,0	Sin observaciones.
ÑUBLE	S/E Santa Elvira	Alimentador Vicente Mendez	PMGD PFV PEGASUS SOLAR	3,0	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	Nombre Central	Potencia MW	Observaciones
ÑUBLE	S/E TRES ESQUINAS	S/E TRES ESQUINAS	PMGD PFV LAS PALOMAS	3,0	Holgura reducida.
ÑUBLE	S/E TRES ESQUINAS	ID1053 - BA S/E TRES ESQUINAS 13.8KV BP1	PMGD PFV LAS TORTOLAS	3,0	Holgura reducida.
ÑUBLE	S/E Tres esquinas	Alimentador Cantarrana	PMGD PFV PARQUE SOLAR MECO CHILLAN	6,0	Holgura reducida.
ÑUBLE	S/E Tres Esquinas	Alimentador Las Brisas	PMGD PFV EL PIUQUEN	3,0	Holgura reducida.

5.7 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

5.7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km². De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 21% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 680 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región del Biobío
- Región de la Araucanía
- Región de los Ríos
- Región de los Lagos

La Figura 5-119 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la Figura 5-119. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la Tabla 5-102. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 3250 km de extensión, las que solo son energizadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplan estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, éste está compuesto por un total de 208 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 2550 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 81% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (2012 km mediante 169 líneas). Se debe destacar que las líneas de transmisión de 66 kV del sistema comprendido en la región del Biobío son abastecidas tanto por líneas de 220 kV como de 154 kV, mientras que hacia el sur estas líneas son abastecidas solamente desde instalaciones de 220 kV. Las líneas de 66 kV son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, los cuales normalmente operan de forma radial o se enmallan en distancias cortas a pesar de que el sistema se encuentra unido desde la S/E Charrúa hasta Puerto Montt mediante líneas de 66 kV.

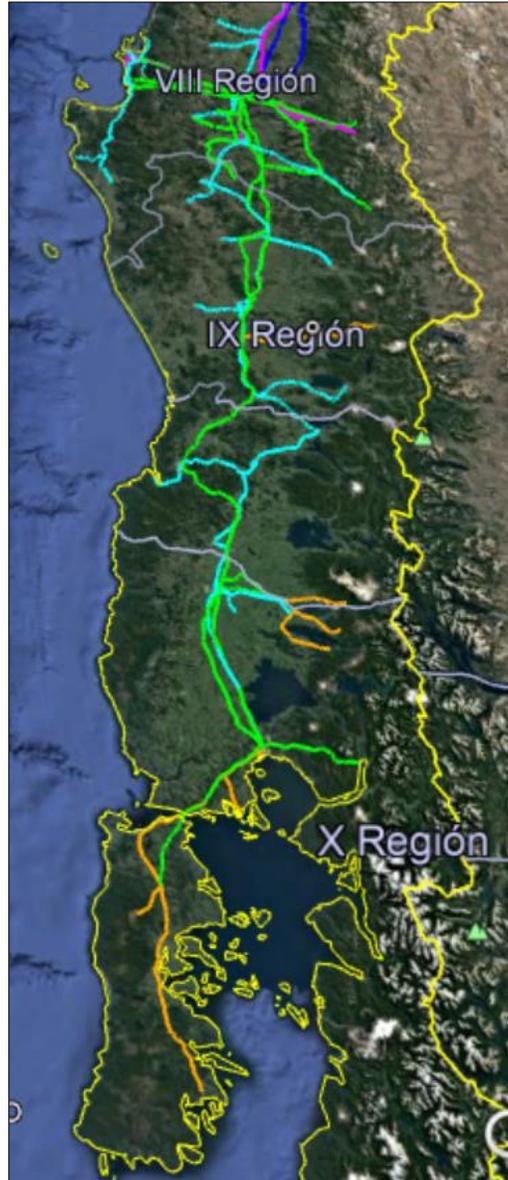


Figura 5-119. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé.

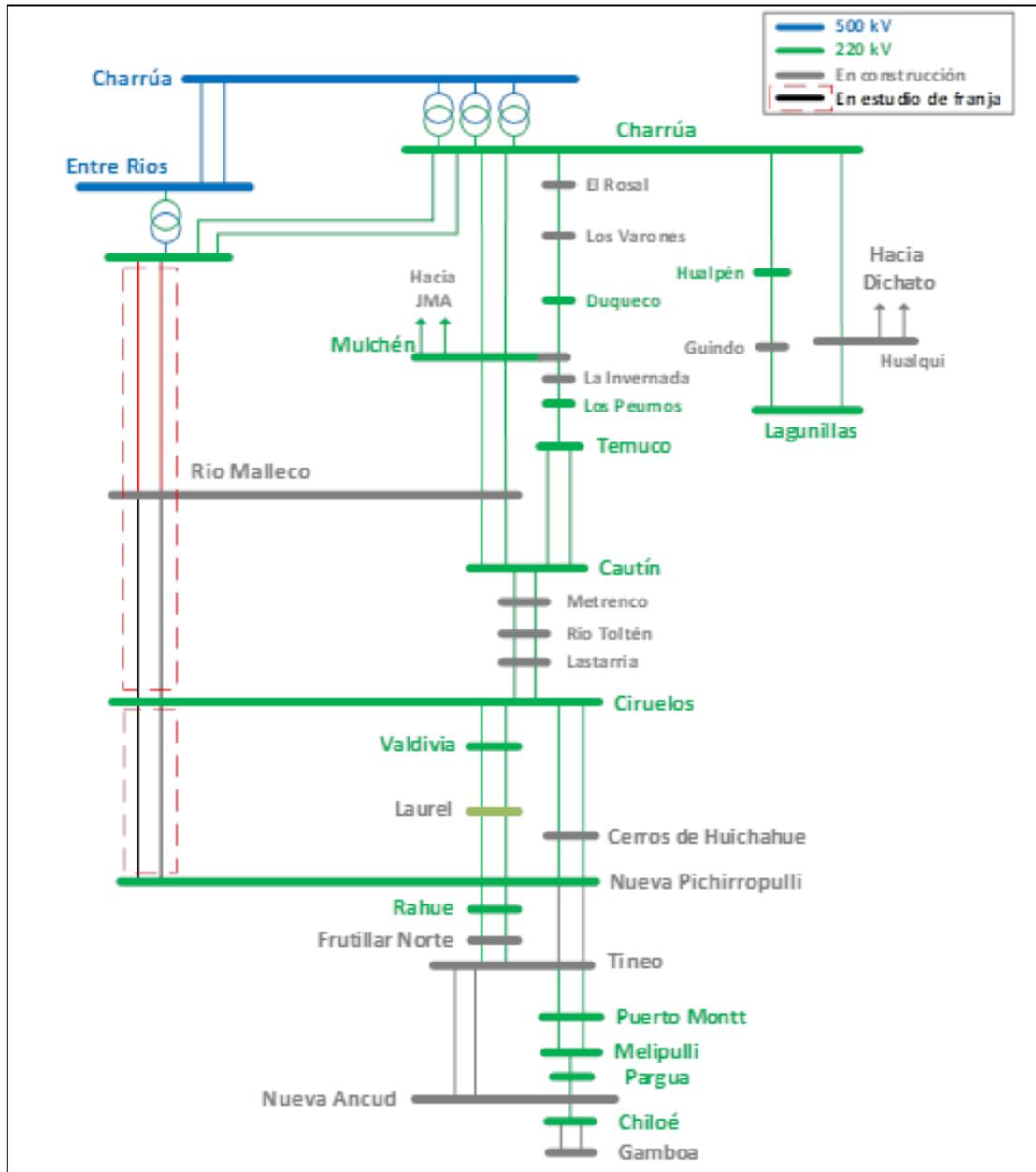


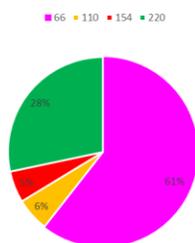
Figura 5-120. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-102. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Charrúa – El Rosal	220	1	267	Existente
L. El Rosal – Duqueco	220	1	267	Existente
L. Duqueco – Los Peumos	220	1	267	Existente
L. Los Peumos – Temuco	220	1	267	Existente
L. Charrúa - Mulchén	220	2	580	Existente
L. Mulchén – Río Malleco	220	2	580	Existente
L. Río Malleco - Cautín	220	2	580	Existente
L. Cautín – Temuco	220	2	193	Existente
L. Cautín – Ciruelos	220	2	193/145	Existente
L. Ciruelos – Valdivia	220	2	193/145	Existente
L. Valdivia – Pichirropulli	220	2	193/145	Existente
L. Pichirropulli – Rahue	220	2	193/145	Existente
L. Rahue – Puerto Montt	220	2	193/145	Existente
L. Puerto Montt – Melipulli	220	2	188	Existente
L. Melipulli - Chiloé	220	1	102	Existente
L. Ciruelos – Pichirropulli	220	2	290	Existente
L. Pichirropulli - Tineo	500 (@220)	2	1.500	Jul-21
L. Tineo – Nueva Ancud	500 (@220)	2	1.500	Jul-24

En la Figura 5-121 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio considerando las líneas existentes y las decretadas.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

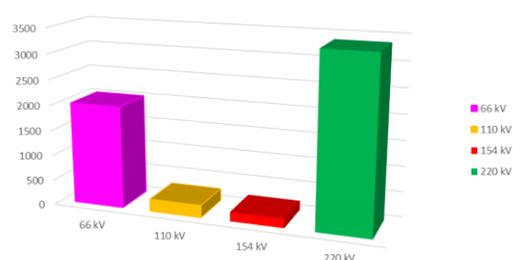


Figura 5-121. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.

En la Figura 5-121, se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en todo el sistema, a excepción de la zona sur desde Puerto Montt hasta Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

La zona bajo análisis cuenta con un total de 55 transformadores de tres devanados existentes y decretados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son empleadas en la Región del Biobío mientras que la zona sur desde S/E Los Ángeles, es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

En la Figura 5-122 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.



Figura 5-122. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 5-122 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde el 64% de ellos se encuentra ubicado en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresan por motivos de suficiencia. Adicionalmente, existen nuevos proyectos en la región del Biobío, los cuales son necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda.

En general, la potencia de transformación predomina entre 60 y 90 MVA, dado que estos transformadores son empleados para conectar el sistema con las líneas que abastecen las subestaciones primarias de distribución.

Respecto a los transformadores AT/MT, esta zona cuenta con 166 transformadores, existentes y decretados, de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. La Figura 5-123 muestra la cantidad de transformadores 2D según su capacidad.

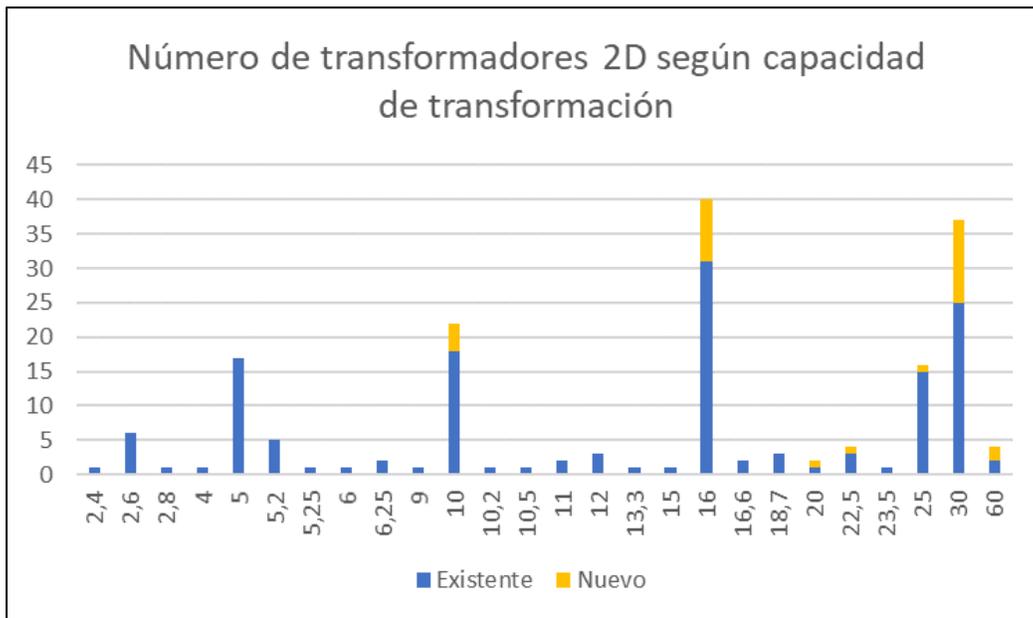


Figura 5-123. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la Figura 5-123 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 5, 10, 16, 25 y 30 MVA, y que estos módulos siguen siendo empleados para desarrollar nuevos proyectos.

La demanda abastecida mediante instalaciones de transmisión zonal se presenta en la Figura 5-124, en la cual se muestra la suma de las demandas máximas coincidentes zonales de la zona sur, lo cual permite contar un índice global de la demanda que se abastece en la zona sur por escenario.

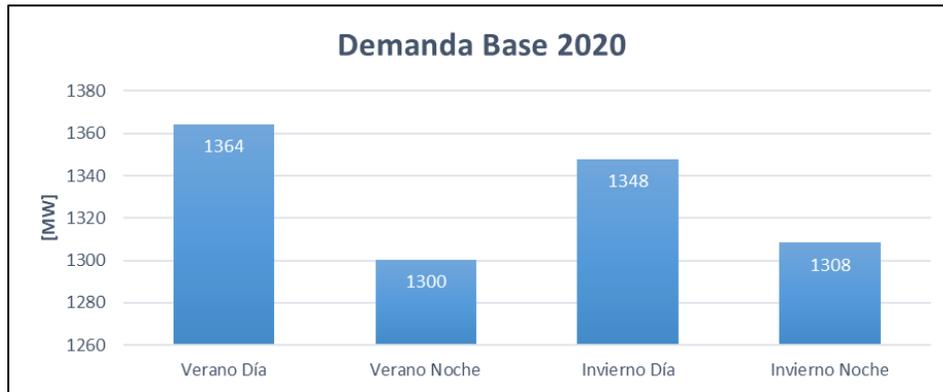


Figura 5-124. Suma de demandas máximas coincidentes de la zona sur por escenario 2020.

5.7.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la Figura 5-125 a Figura 5-140, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Charrúa - Chiloé. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados se presentan en el Apéndice I.

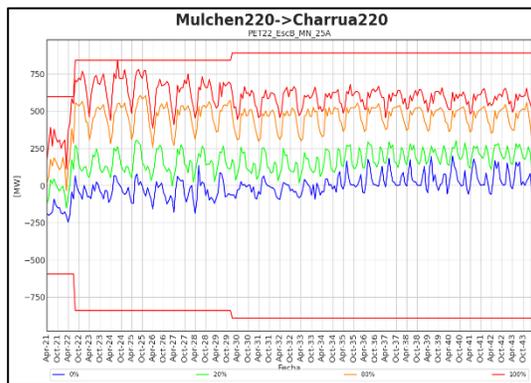


Figura 5-125. Utilización esperada tramo 220 kV Mulchén - Charrúa.

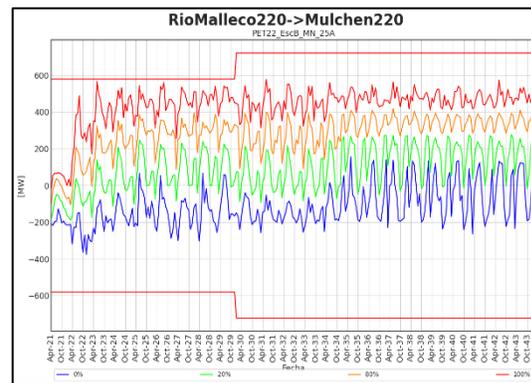


Figura 5-126. Utilización esperada tramo 220 kV Río Malleco - Mulchén.

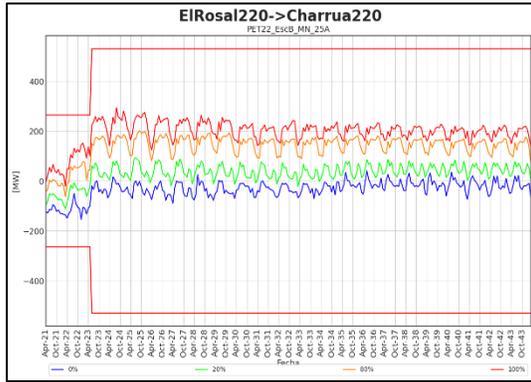


Figura 5-127. Utilización esperada tramo 220 kV El Rosal - Charrúa.

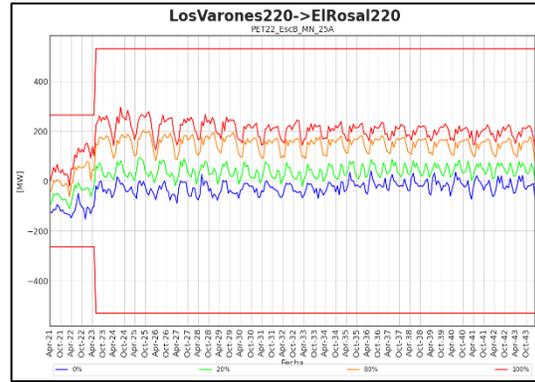


Figura 5-128. Utilización esperada tramo 220 kV Los Varones - El Rosal.

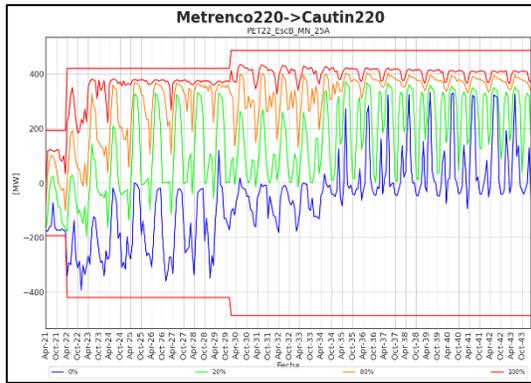


Figura 5-129. Utilización esperada tramo 220 kV Metrenco - Cautín.

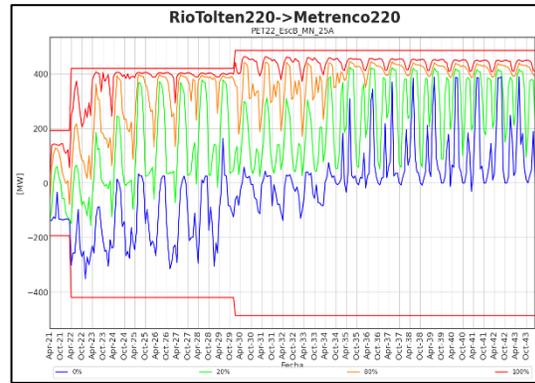


Figura 5-130. Utilización esperada tramo 220 kV Río Toltén - Metrenco.

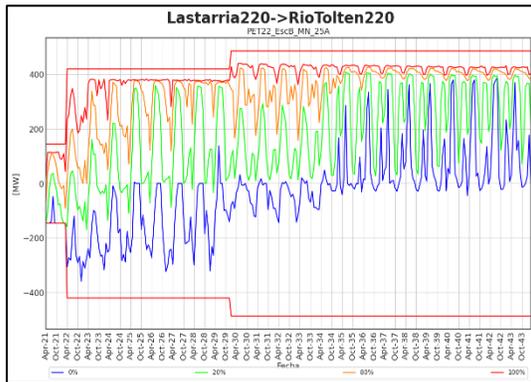


Figura 5-131. Utilización esperada tramo 220 kV Lastarria - Río Toltén.

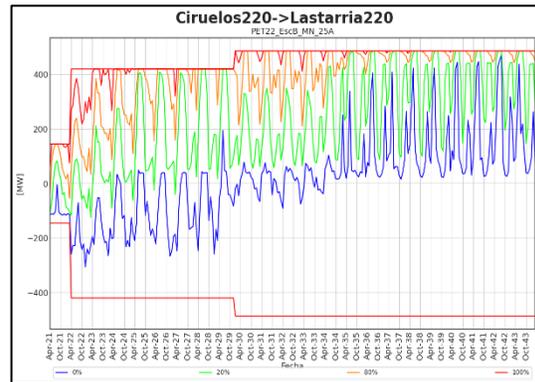


Figura 5-132. Utilización esperada tramo 220 kV Ciruuelos - Lastarria.

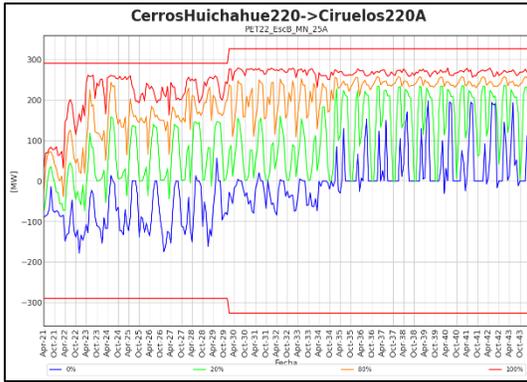


Figura 5-133. Utilización esperada tramo 220 kV Cerros de Huichahue - Ciruelos.

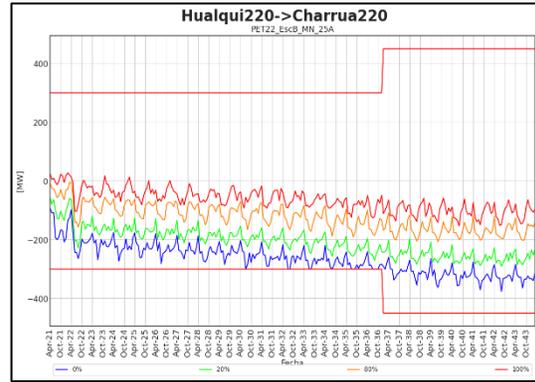


Figura 5-134. Utilización esperada tramo 220 kV Hualqui - Charrúa.

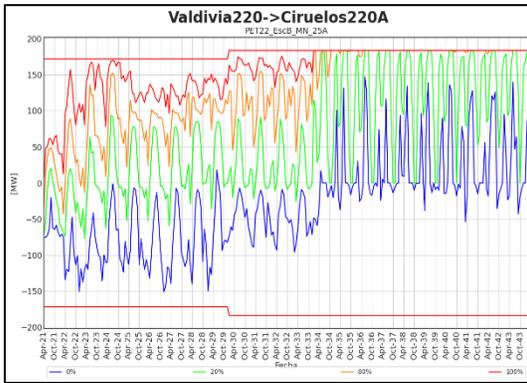


Figura 5-135. Utilización esperada tramo 220 kV Valdivia - Ciruelos

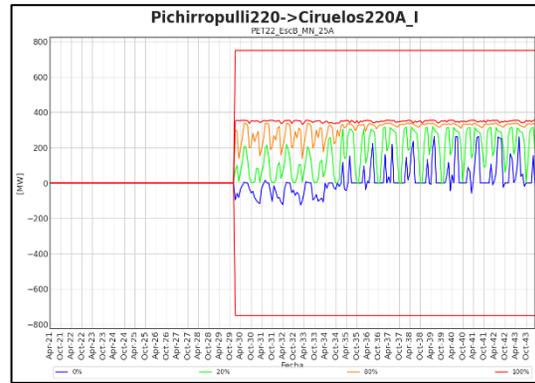


Figura 5-136. Utilización esperada tramo 220 kV Pichirropulli - Ciruelos

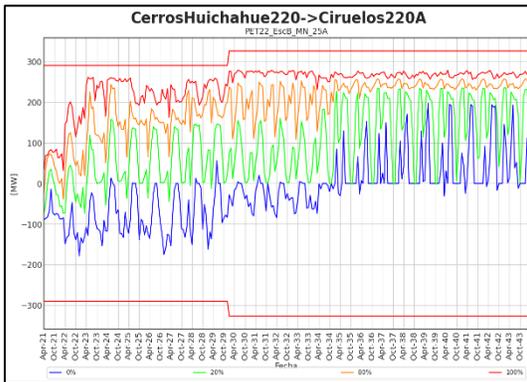


Figura 5-137. Utilización esperada tramo 220 kV CerrosHuichahue - Ciruelos

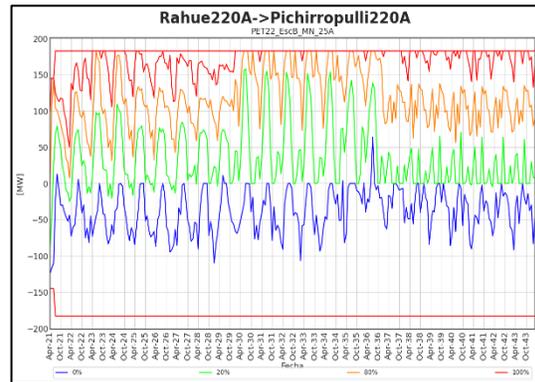


Figura 5-138. Utilización esperada tramo 220 kV Rahue - Pichirropulli

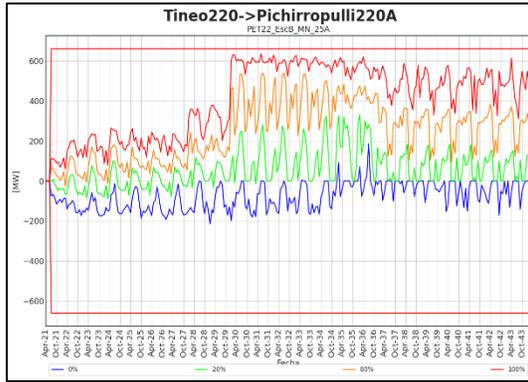


Figura 5-139. Utilización esperada tramo 220 kV Tineo - Pichirropulli

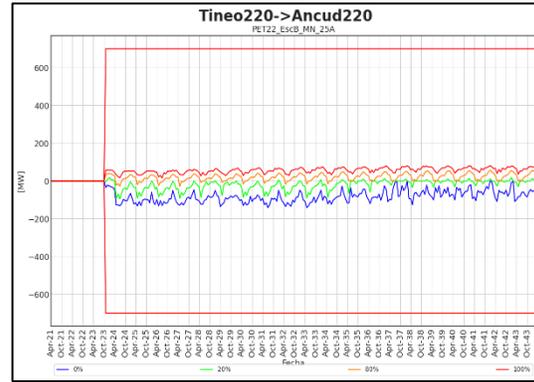


Figura 5-140. Utilización esperada tramo 220 kV Tineo - Ancud

5.7.2.1 Comentarios

- Se observa que en escenarios de hidrología húmeda y alta penetración eólica, la línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa presenta congestiones; sin embargo, estas son liberadas, en su totalidad, mediante el ingreso de los futuros proyectos S/E JMA, el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en S/E Mulchén, el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén y la nueva S/E La Invernada. Se proyecta que con el ingreso de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, ambas energizadas en 220 kV, el sistema no presente congestiones hasta el año 2039.
- Se observa que las líneas 1x220 kV Los Varones – El Rosal y 1x220 kV El Rosal – Charrúa aumentan su uso una vez que están en servicio los proyectos seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en S/E Mulchén y el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén. No obstante, se observa que el tramo se encuentra libre de congestiones para los próximos 20 años.
- Se identifican congestiones en el periodo de análisis en el tramo comprendido entre las subestaciones Cautín y Ciruelos, las cuales limitan las transferencias hacia el norte en episodios de alta generación en la zona sur, incluso cuando entra en servicio la futura línea 2x500 kV Río Malleco – Ciruelos (energizada en 220 kV) se observa que existe una probabilidad de congestión del orden de un 20%. Para evitar congestiones a partir del año que ingrese en servicio esta nueva línea, se debe incluir un equipo que permita redistribuir los flujos entre los enlaces que conectan las subestaciones Río Malleco y Ciruelos.

- Se visualiza una alta probabilidad de congestiones en el tramo 2x220 kV Valdivia – Ciruelos a partir del año 2033, lo cual se debe a la inclusión de proyectos eólicos al sur de Valdivia.

5.7.3 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS ZONAL

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Charrúa - Chiloé, se detectan 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la Tabla 5-103.

Tabla 5-103. Cuadro de temperaturas, zona Charrúa - Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	30 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Los Ángeles	40 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Temuco	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Valdivia	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
Osorno	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
P. Montt	25 °C	20 °C	15 °C	15 °C
Chiloé	30 °C	20 °C	15 °C	15 °C

A continuación, mediante la Tabla 5-104 a la Tabla 5-110, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Charrúa - Chiloé, decretadas en los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020, DE N°185/2020 y DE N°185/2021, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-104. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Charrúa – Chiloé.

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Proyecto Chiloé - Gamboa	Verano 2023
Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Verano 2022
Ampliación en S/E Curacautín	Verano 2023
Ampliación en S/E El Avellano	Verano 2023
Ampliación en S/E Collipulli	Verano 2023
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023

Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017)	Escenario
Ampliación en S/E Pitrufrquén	Verano 2023
Ampliación en S/E Padre las Casas	Verano 2023
Nueva S/E Los Varones	Invierno 2022
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	Invierno 2022
Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV	Verano 2022
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	Invierno 2023
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	Invierno 2024
Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	Verano 2022
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	Verano 2022
Nueva S/E Trébol 220/66 kV	(*)
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	Verano 2022
Nueva Línea 2x66 kV Trébol – Ejército	(*)
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	Invierno 2022
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	(*)
NUEVA S/E SECCIONADORA HUALQUI 220/66 KV.	Invierno 2023
NUEVA LÍNEA 2X66 KV HUALQUI – CHIGUAYANTE	Invierno 2024

(*): Obras que han resultado desiertas en los procesos de licitación y que no se consideran dentro del horizonte de análisis.

Tabla 5-105. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018)	Escenario
Ampliación en S/E Chivilcán	Verano 2022
Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Invierno 2022
Ampliación en S/E Lautaro	Verano 2023
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horones Segmento Tap Lota – Horcones	Verano 2023
AMPLIACIÓN EN S/E NEGRETE	Verano 2023
Ampliación en S/E Celulosa Laja	Verano 2023
Ampliación en S/E Laja	Verano 2023
AMPLIACIÓN EN S/E VALDIVIA	Verano 2023

Tabla 5-106. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019)	Escenario
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Verano 2024

Tabla 5-107. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019)	Escenario
Ampliación en S/E Pumahue	Invierno 2023
Ampliación en S/E Gorbea	Invierno 2023
Ampliación en S/E Los Varones	Invierno 2023
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Invierno 2023
Ampliación en S/E Escuadrón	Invierno 2023
Ampliación en S/E Victoria	Invierno 2023
Ampliación en S/E Picarte	Invierno 2023
Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	Invierno 2023
Ampliación en S/E Negrete	Invierno 2023

Tabla 5-108. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019)	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Ilque	Verano 2024

Tabla 5-109. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020)	Escenario
Ampliación en S/E Penco	Verano 2025
Ampliación en S/E Chiguayante	Verano 2025
Ampliación en S/E Laja	Verano 2025
Ampliación en S/E Traiguén	Verano 2025
Ampliación en S/E Temuco	Verano 2025
Ampliación en S/E Los Tambores	Verano 2025
Ampliación en S/E Alto Bonito	Verano 2025
Ampliación en S/E Castro	Verano 2025
Ampliación en S/E Puerto Varas	Verano 2025
Ampliación en S/E Pucón	Verano 2025
Ampliación en S/E Angol	Verano 2025

Tabla 5-110. Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020)	Escenario
Nueva S/E Epuleufú	Verano 2026
Nueva línea 1x66 kV Angol – Epuleufú	Verano 2026

Tabla 5-111. Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021), zona Charrúa – Chiloé.

Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2020 (DE N°185 10/09/2021)	Escenario
AMPLIACIÓN EN S/E PERALES	Verano 2026
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS	Verano 2026
AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA	Verano 2026
AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV	Invierno 2026
AMPLIACIÓN EN S/E LOS LAGOS	Verano 2026
AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI	Verano 2026

En la Tabla 5-112 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-112. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Charrúa – Chiloé.

Proyecto	Escenario	Resolución
Adecuaciones Línea de Transmisión 2x66kV Temuco - Loncoche	Invierno 2020	RE N° 683 29/10/2019
Subestación Nueva Pillanlelbún (Ilaima)	Verano 2022	RE N°682 28/10/2019

En base a la metodología de diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT se determinan 12 subzonas a las cuales se obtienen las demandas máximas coincidentes para los cuatro casos analizados, las fechas son detalladas en la Tabla 5-113.

Tabla 5-113. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Zona Concepción	2020-11-19 14:00:00	2020-11-19 21:00:00	2020-05-13 18:00:00	2020-05-13 19:00:00
Zona Los Ángeles	2020-01-22 15:00:00	2020-01-02 19:00:00	2020-06-08 12:00:00	2020-08-17 19:00:00
Zona Cabrero	2020-01-07 16:00:00	2020-01-06 21:00:00	2020-07-01 10:00:00	2020-08-03 20:00:00
Zona Los Peumos	2020-01-22 16:00:00	2020-01-22 22:00:00	2020-06-15 16:00:00	2020-04-14 19:00:00
Zona Temuco	2020-01-27 15:00:00	2020-02-10 21:00:00	2020-07-08 14:00:00	2020-05-29 19:00:00
Zona Alto Bonito	2020-11-21 12:00:00	2020-11-20 23:00:00	2020-09-29 12:00:00	2020-09-29 22:00:00
Zona B. blanco - Varas	2020-12-28 15:00:00	2020-02-11 21:00:00	2020-07-07 16:00:00	2020-08-11 19:00:00
Zona Chiloé	2020-02-26 12:00:00	2020-12-09 22:00:00	2020-07-24 13:00:00	2020-04-14 19:00:00
Zona Pargua	2020-10-08 10:00:00	2020-10-16 21:00:00	2020-08-12 18:00:00	2020-09-11 20:00:00
Zona Valdivia	2020-10-01 12:00:00	2020-10-26 20:00:00	2020-08-28 12:00:00	2020-08-13 19:00:00
Zona Osorno	2020-12-23 15:00:00	2020-12-30 22:00:00	2020-09-29 16:00:00	2020-09-12 21:00:00
Melipulli	2020-10-26 13:00:00	2020-10-22 21:00:00	2020-07-07 16:00:00	2020-08-19 19:00:00

5.7.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2021 presenta 14 transformadores sobrecargados y otros 10 ostentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentran bajo el 85% de su capacidad. La Figura 5-141 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 hasta el año 2027 (año 2021 al interior), donde los estados corresponden a:

Verde: menor a 50%

Amarillo: entre 50% y 85%

Naranja: entre 85% y 100%

Rojo: mayora a 100%

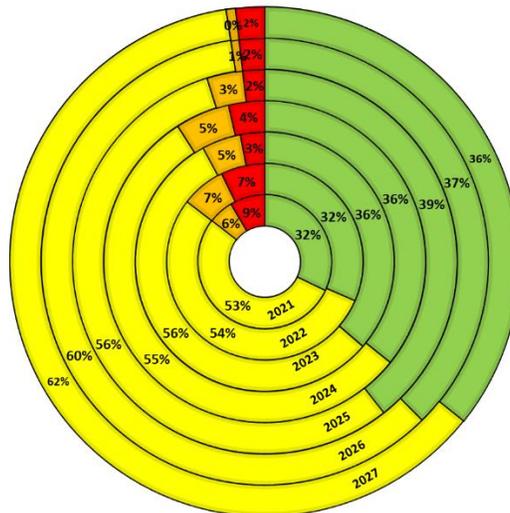


Figura 5-141. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

El análisis de la Figura 5-141 permite observar que:

- Al año 2021 el 9% de los transformadores presentan episodios en los cuales se sobrecargan por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 85% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera el 85% de su capacidad. De la misma figura, se observa que al paso de los años la cantidad de transformadores sobrecargados o con niveles de cargabilidad considerables van disminuyendo, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.
- Al último año analizado (2027) se aprecia que un total de 3 transformadores presentan cargabilidades por sobre el 100% de su capacidad y un transformador tiene niveles de

cargabilidad por sobre al 85%. Sin embargo, se estima que solo uno de ellos se encuentra en un estado crítico, ya que los niveles de cargabilidad de dos de estos tres transformadores sirven para abastecer la ciudad de Concepción, la cual cuenta con capacidad de transformación suficiente para abastecer la demanda, y que el otro transformador con altos niveles de cargabilidad cuenta con una solución en la propuesta de expansión de la transmisión presentada por el Coordinador el año 2021.

A continuación, la Tabla 5-114 presenta el listado de transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, que no cuentan en el horizonte de análisis con una obra nueva, obra de ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva. Adicionalmente, la Tabla 5-115 resume aquellos transformadores con altas cargabilidades que sí presentan solución vigente.

Tabla 5-114. Transformadores con cargabilidades superiores al 85% durante el periodo 2021 – 2027, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Charrúa – Chiloé.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
Dalcahue 110/23KV 16MVA

Tabla 5-115. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2020 – 2026 que sí cuentan con solución, zona Charrúa – Chiloé.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión Acorde a la Problemática
Andalién 66/15KV 25MVA T1	Distribuir demanda con transformador aledaño
Ejército 66/15KV 25MVA 2	Distribuir demanda con transformador aledaño
Paillaco 66/13.8KV 4MVA	Solución en Propuesta en PET 2021 del Coordinador

5.7.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

Se realiza el diagnóstico de 44 transformadores AT/AT con calificación zonal, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios de análisis. En la Figura 5-142 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2021 (círculos interiores) hasta el 2027 (círculos exteriores), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

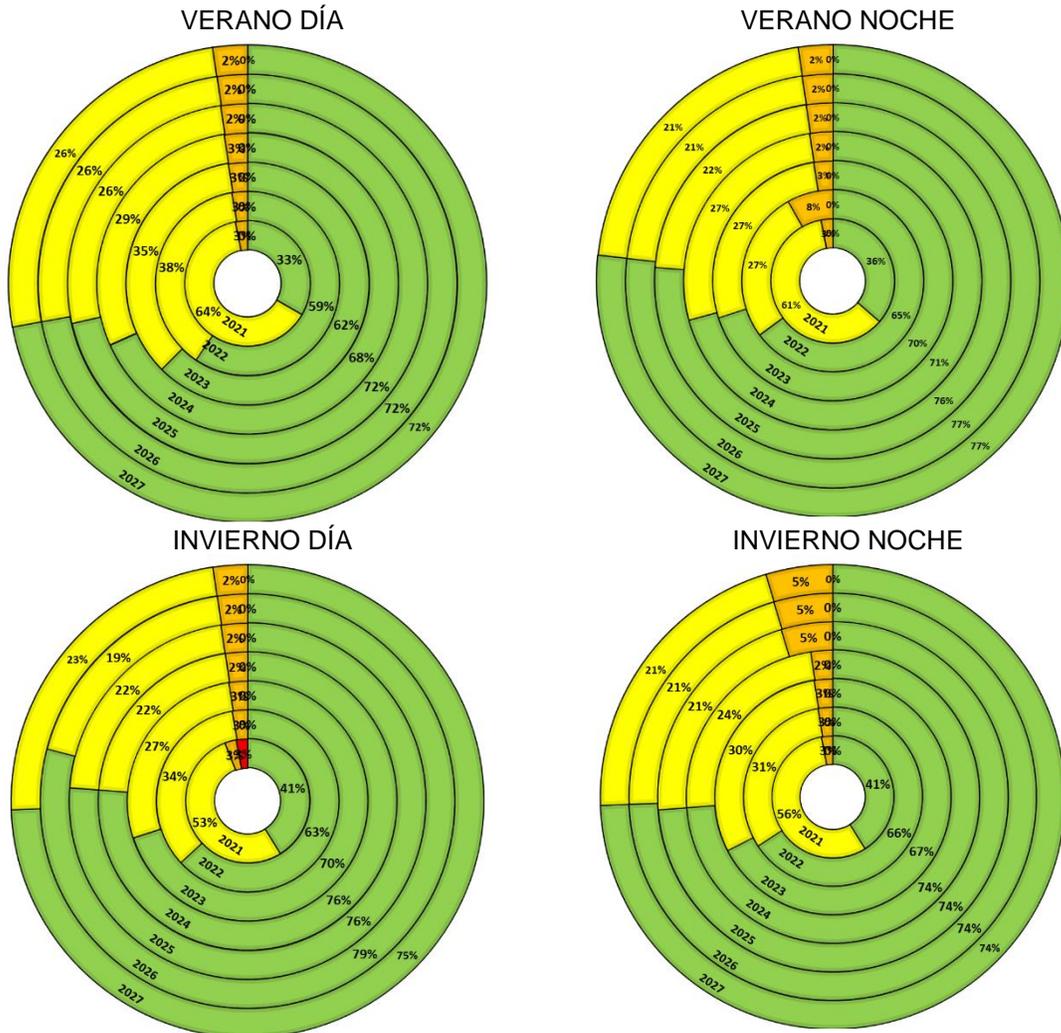


Figura 5-142. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Charrúa – Chiloé.

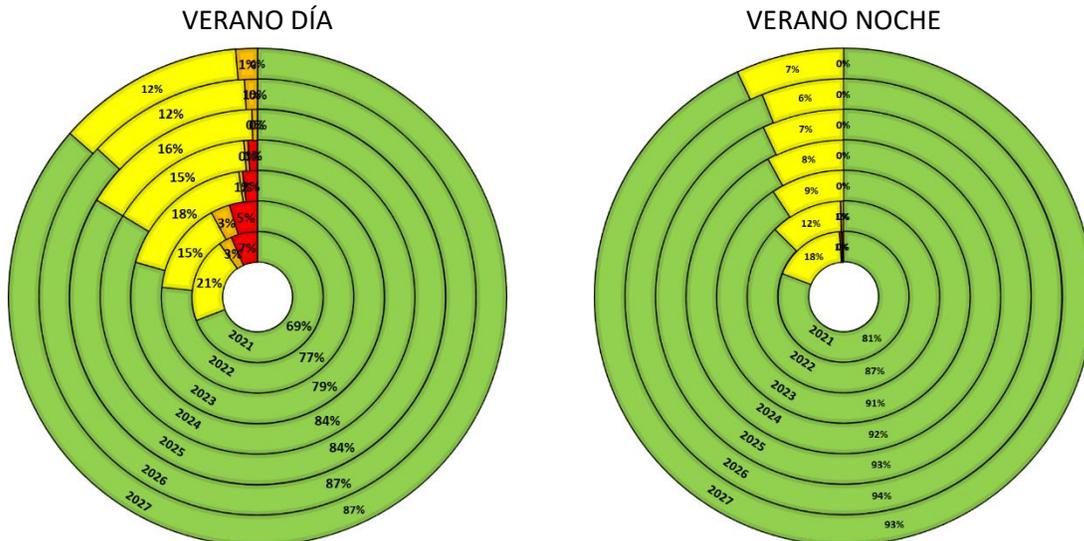
En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el futuro. Si bien se observa que existen un transformador que se carga por sobre el 85% de su capacidad, en los cuatro escenarios, esto se debe a que en el transformador “Concepción 154/66 kV 1” existe un banco de condensadores que carga el terciario del transformador en un 95% aproximadamente.

5.7.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el diagnóstico de un total de 214 líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas líneas de la zona, siendo estas evaluadas en los cuatro escenarios indicados. La Figura 5-143 presenta la evolución de los estados de las líneas desde el año 2021 (círculo interior) hasta el 2027 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%
- **Naranja:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayora a 100%

Se observa que para el periodo de verano día, el sistema es más exigido debido a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. Por su parte, los escenarios de noche no se observan grandes congestiones ya que ante la ausencia del sol, la capacidad de transmisión es superior.



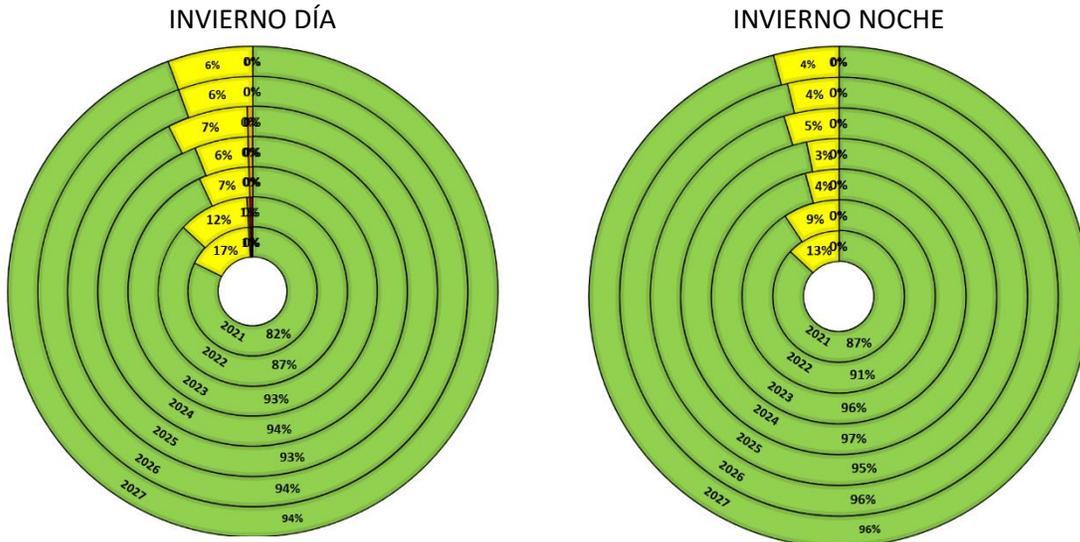


Figura 5-143. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal, Zona Charrúa – Chiloé.

Del análisis desarrollado, se identifica que las líneas que actualmente presentan problemas de capacidad de transmisión cuentan con una obra de ampliación que soluciona los problemas en el corto plazo; sin embargo, existen líneas de transmisión que presentan niveles de cargabilidad entre 85% y 100% durante el periodo de análisis. La Tabla 5-116 contiene las líneas declaradas en dicha condición.

Tabla 5-116. Líneas con niveles de cargabilidad entre 85% y 100% al año 2026.

Líneas
1x66 kV Lastarria - Loncoche 66 kV C1
1x66 kV Lastarria - Loncoche 66 kV C2
1x66 kV La Unión - Los Tambores

Se observa cargabilidades por sobre el 85% de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche en el escenario de verano día, las cuales varían según la generación de la central Pullinque (caso verano día 15 MW). La cargabilidad de estas líneas se debe al consumo de las subestaciones Loncoche, Villarrica y Pucón, donde estas dos últimas tienen un incremento de demanda importante en el periodo estival. En la Figura 5-144 se observa los niveles de cargabilidad para el escenario verano día de la zona Lastarria – Pullinque.

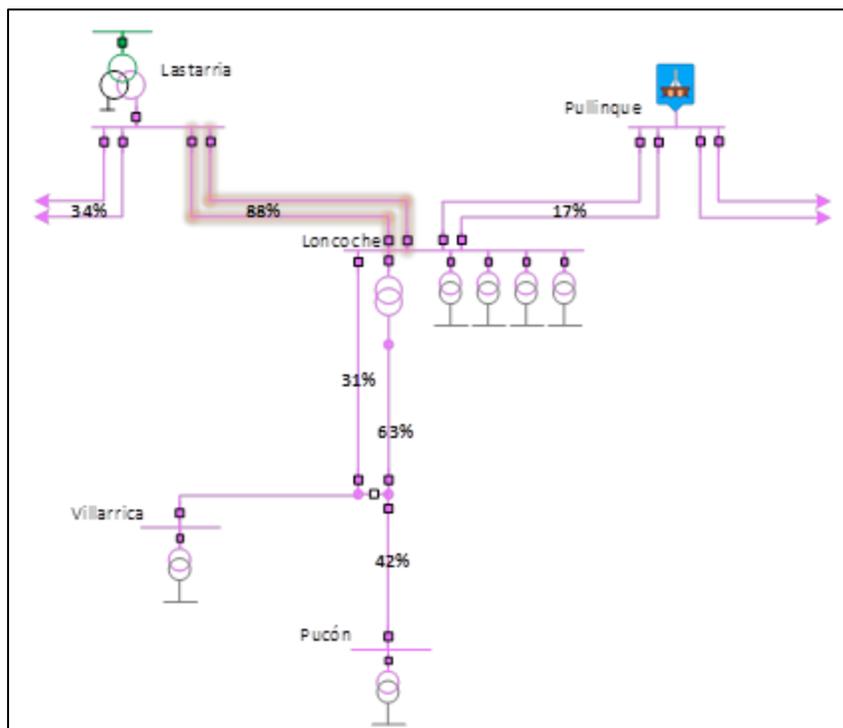


Figura 5-144. Cargabilidad zona Lastarria - Pullinque.

Adicionalmente, cabe mencionar que el proyecto urgente “Adecuaciones Línea de Transmisión 2x66 kV Temuco – Loncoche” aprobado por la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°683 del año 2019, el cual autoriza la ejecución de la obra “Mejoramiento red AT tramo Padre Las Casas – Loncoche”, no considera el aumento de capacidad de todo el tramo Padre Las Casas - Loncoche por lo que la futura línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche quedaría con un conductor de cobre.

En relación con la línea 1x66 kV La Unión - Los Tambores se identifica que la línea experimenta un aumento en su cargabilidad una vez que se materialice el proyecto de ampliación en la S/E Los Tambores, la cual tomará carga que actualmente es abastecida desde la S/E La Unión, llevando a que dicha instalación se cargue en un 87% de su capacidad al año 2027, en escenarios de Verano Día. Además, se observa una alta dependencia de la cargabilidad de la línea 1x66 kV La Unión - Los Tambores a los ajustes de tensión en las barras de 66 kV de las S/E Lollelhue y Pilauco. Por otro lado, abastecer la demanda proyectada al año 2027 para la subestación Los Tambores desde solo un circuito significaría que el circuito en servicio se cargue al 100% de su capacidad.

En la Figura 5-145 se presenta la zona los flujos esperados para demanda máxima y altas temperaturas en la zona, de las instalaciones aledañas a esta línea y en la Figura 5-146 se presentan los flujos con la línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue abierta en la S/E Remehue.

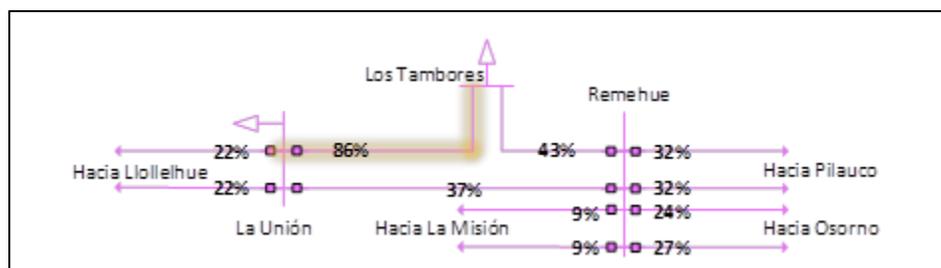


Figura 5-145. Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2027, sistema enmallado.

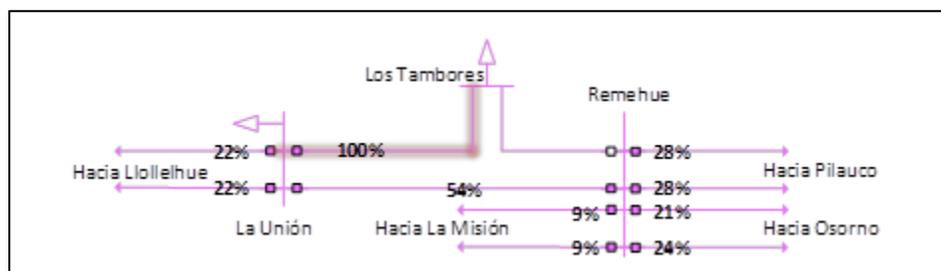


Figura 5-146. Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2027, línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue Abierta.

En base al diagnóstico de líneas el Coordinador propondrá en su propuesta de expansión una alternativa de solución para las sobre carga de las líneas 2x66 kV Lastarria – Loncoche y 1x66 kV La Unión – Los Tambores.

5.7.7 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA ZONA SUR

Los requerimientos de seguridad en la zona de análisis se identifican a través de las clasificaciones de densidad de demanda y clientes abastecidos en cada subestación primaria, acorde a lo que se presenta en el capítulo 4.2.3.

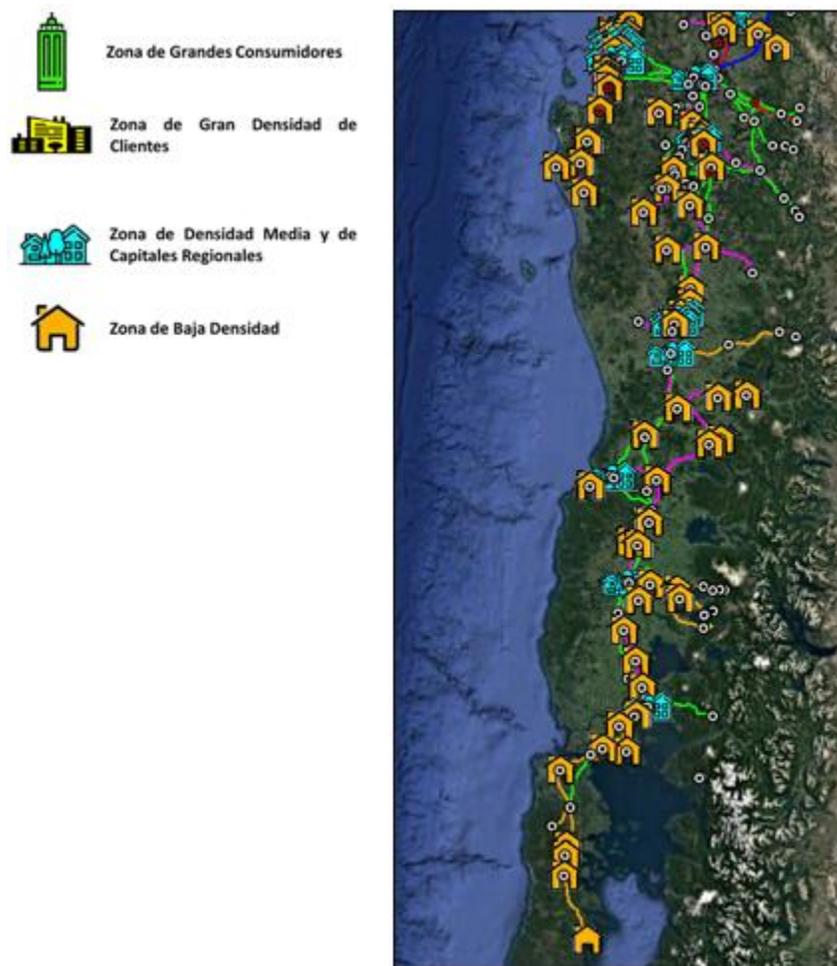


Figura 5-147: Clasificación de densidad de subestaciones primarias, Zona Charrúa – Chiloé.

En la Tabla 5-117 se presentan las S/E clasificadas como zona media/capital.

Tabla 5-117: Subestaciones clasificadas como media/capital de la zona sur.

Región	Subestación
Araucanía	S/E CHIVILCAN
Araucanía	S/E LAS ENCINAS
Araucanía	S/E PUMAHUE
Araucanía	S/E PITRUFQUEN
Araucanía	S/E PADRE LAS CASAS
Biobío	S/E COLO COLO
Biobío	S/E PERALES
Biobío	S/E ANDALIEN
Biobío	S/E EJERCITO
Biobío	S/E CABRERO
Biobío	S/E TALCAHUANO
Biobío	S/E CHIGUAYANTE
Biobío	S/E LOS ANGELES
Biobío	S/E LOMA COLORADA
De los Lagos	S/E OSORNO
De los Lagos	S/E MELIPULLI
De los Ríos	S/E PICARTE

Se simulan contingencias para todas las líneas de transmisión zonales de la zona sur en escenarios de máxima demanda coincidente al año 2027. Este análisis considera como medida inicial enmallar el sistema de transmisión en su totalidad para así identificar todas las contingencias que provocan sobrecargas en el sistema, medida que se aplica siempre y cuanto al enmallar el sistema no se generen sobrecargas en condición normal.

En la Tabla 5-118 se presenta un resumen de los resultados obtenidos de las contingencias en instalaciones del sistema de transmisión zonal enfocado en las fallas que afectan a instalaciones media/capital de la zona Charrúa - Chiloé.

Tabla 5-118: Contingencias que afectan al sistema de la zona sur.

Contingencia	Problema	Subestación zona media afectada	¿Solución Propuesta PET 2021?
1x66kV Alonso de Ribera - Colo Colo	Sobrecarga	Colo Colo	SI

Contingencia	Problema	Subestación zona media afectada	¿Solución Propuesta PET 2021?
1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército	Sobrecarga	Colo Colo	Si
1x66 kV Charrúa - Cabrero	Sobrecarga	Cabrero	Si
1x66 kV Coronel - Arenas Blancas	Sobrecarga	Loma Colorada	Si
1x154 kV Coronel - Quiñenco	Sobrecarga	Loma Colorada - Colo Colo - Ejército	Si
1x154 kV Lagunillas - Quiñenco	Sobrecarga	Loma Colorada - Colo Colo - Ejército	Si
1x66 kV arranque guindos - Tap Loma Col C1	Sobrecarga	Loma Colorada	No
1x66 kV arranque guindos - Tap Loma Col C2	Sobrecarga	Loma Colorada	No
Pilauco 220/66kV-120 MVA	Sobrecarga	Osorno	Si
1x66 kV Temuco - Pumahue C1	Demanda No abastecida	Pumahue	No
1x66 kV Las Encinas - Padre Las Casas	Sobrecarga	Chivilcán – Las Encinas	No
1x66 kV Pitrufoquén - Metrenco C1	Sobrecarga	Pitrufoquén	No
1x66 kV Pitrufoquén - Metrenco C2	Sobrecarga	Pitrufoquén	No

En la Figura 5-148 se presenta un diagrama de barras que muestra la cantidad de demanda afectada para las contingencias de mayor impacto en la zona, sin segregar por solo las que afectan a subestaciones primarias de distribución calificadas como zona media/capital.

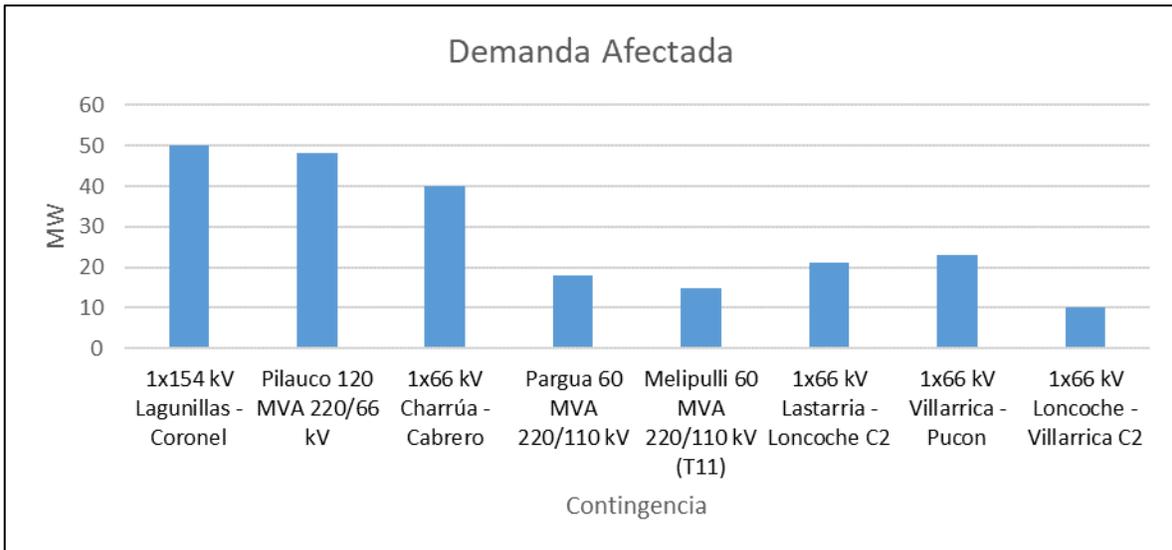


Figura 5-148: Demanda afectada según contingencia.

En la siguiente Tabla 5-2 se presenta un análisis sobre el efecto de las contingencias (N-1) en cada una de las subestaciones calificadas como media/capital.

Tabla 5-119: Análisis de contingencias por subestación media/capital, zona Charrúa - Chiloé.

Subestación	Análisis Contingencia
S/E CHIVILCÁN	Ante la contingencia de la línea 1x66 kV Las Encinas – Padre las Casas se observa que la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcan se carga en un 101%. Cabe indicar que para la modelación de la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán se considera la capacidad de transmisión empleada por la CNE en el plan de expansión anual de la transmisión 2019, la cual fue determinada conforme al estándar IEEE 738, dado que la información informada por el propietario no es consistente con las características de la línea. A la fecha el propietario de dicha instalación no ha actualizado la información cuestionada, por lo que no se considera pertinente recomendar una obra de expansión ante dicha incerteza.
S/E LAS ENCINAS	Ante la contingencia de la línea 1x66 kV Las Encinas – Padre las Casas se observa que la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcan se carga en un 101%. Cabe indicar que para la modelación de la línea 1x66 kV Pumahue – Chivilcán se considera la capacidad de transmisión

Subestación	Análisis Contingencia
	empleada por la CNE en el plan de expansión anual de la transmisión 2019, la cual fue determinada conforme al estándar IEEE 738, dado que la información informada por el propietario no es consistente con las características de la línea. A la fecha el propietario de dicha instalación no ha actualizado la información cuestionada, por lo que no se considera pertinente recomendar una obra de expansión ante dicha incerteza.
S/E PUMAHUE	Como es conveniente operar el paño seccionador de la S/E Pumahue abierto, si falla la línea 1x66 kV Temuco – Pumahue C1 se ve afectada la demanda abastecida por la S/E Pumahue, sin embargo sería posible recuperar la demanda en un corto plazo cerrando el interruptor seccionador de barra de esta subestación.
S/E PITRUFQUEN	El abastecimiento de esta subestación se ve afectada ante la contingencia de un circuito de la línea 2x66 kV Pitrufquén – Metrengo, ya que el circuito sano se carga en un 104% en condiciones de verano día.
S/E PADRE LAS CASAS	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E COLO COLO	El abastecimiento de la subestación Colo Colo se ve afectada ante 4 contingencias (presentadas en la Tabla 5-118), donde las primeras dos contingencias afectan directamente a la S/E Colo Colo sin importar la medida operativa empleada en la zona, mientras que las otras contingencias tienen un impacto en la S/E Colo Colo al considerar el sistema enmallado en la Subestación Ejercito. Dicha medida permite evitar otras sobrecargas de mayor relevancia en la zona. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E PERALES	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E ANDALIEN	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E EJERCITO	Al igual que la subestación Colo Colo, esta S/E se ve afectada por las contingencias del enlace de 154 kV que conecta las subestaciones Lagunillas y Coronel.

Subestación	Análisis Contingencia
	El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E CABRERO	Al operar enmallado los enlaces que pueden abastecer la subestación Cabrero se observan instantáneamente congestiones en las líneas 1x66 kV Enlace – Fibranova, y ante la contingencia de la línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero se profundiza la sobrecarga de la línea 1x66 kV Enlace – Fibranova y se sobrecarga la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E TALCAHUANO	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E CHIGUAYANTE	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E LOS ÁNGELES	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.
S/E LOMA COLORADA	El abastecimiento de la subestación loma colorada, con el sistema de 66 kV totalmente enmallado en el entorno a esta subestación, se ve afectada por 5 contingencias (presentadas en la Tabla 5-118). Donde para 4 de ellas se propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021. Respecto a las contingencias de uno de los circuitos de la línea 2x66 kV Guindo – Tap Loma Colorada se observa que el circuito sano se carga en un 126% de su capacidad, sin embargo si durante la contingencia se abre la línea sana no se afecta la seguridad del sistema, siempre y cuando el sistema de 66 kV comprendido entre las subestaciones Loma Colorada y Arenas Blancas opere enmallado, para lo cual es necesario que se materialicen las obras propuestas por el Coordinador el año 2021.
S/E OSORNO	El abastecimiento de la subestación Osorno se ve afectada ante la contingencia del transformador AT/AT de la subestación Pilauco, lo que provoca la sobrecarga de varias instalaciones aledañas a la zona. El Coordinador propuso una alternativa de solución en su propuesta de expansión de la transmisión 2021.
S/E MELIPULLI	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.

Subestación	Análisis Contingencia
S/E PICARTE	El abastecimiento de esta subestación no se ve afectado ante una contingencia de línea o transformador AT/AT.

5.7.8 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La Tabla 5-120 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-120. Restricciones actuales de operación en la zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Restricciones
Líneas 154 kV Charrúa - Los Ángeles, 66 kV Los Buenos Aires - Nahuelbuta - Angol -Victoria	Limitación de transferencia ante escenarios de baja demanda y alta generación interna. Limitación de transferencia ante indisponibilidad de las líneas de transmisión que abastecen el subsistema.
Línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Hualpén	Ante indisponibilidad de una de las líneas la falla en la otra deja a los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Hualpén y Lagunillas desconectados del SEN por el lado 1x220 kV.
Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel	Falla en la línea origina la operación del EDAC-CE Coronel provocando pérdida de consumos en S/E Coronel.
S/E Coronel, transformador N°3 154/66 kV	El transformador N°3 154/66 kV no posee interruptor por el lado 154 kV.
S/E Concepción	Interruptor asociado al paño BT1 del transformador N°1 154/66 kV se encuentra excedido en su capacidad de ruptura. Paño de 1x220 kV asociado al transformador 220/154 kV. Transformador N°1 154/66 kV fuera de servicio por falla.
S/E Hualpén	La indisponibilidad del paño JT1, por falla o mantenimiento, indisponde al transformador N°1 220/154 kV de S/E Hualpén.
S/E Duqueco	Limitaciones sobre la transmisión de las líneas 1x220 kV Charrúa - El Rosal - Duqueco, por ajustes de protecciones y 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, por la trampa de onda del paño J2.
Línea 66 kV Temuco - Loncoche	Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 66 kV Temuco - Padre Las Casas, frente a desconexiones intempestivas de algunos de los circuitos de la línea 2x66 Temuco - Loncoche, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona, con dependencia de generación de la central Pullinque.
Líneas 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos	Restricciones de transmisión por capacidad térmica del tramo Estructura 270 - Ciruelos, frente a desconexiones intempestivas del circuito N°1 de la línea 2x220 kV Río Toltén - Ciruelos.

Instalación	Restricciones
S/E Valdivia	Paños de 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Valdivia - Antihue, sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Ciruelos	Paños asociados a la línea 1x220 kV Ciruelos - Planta Valdivia y 1x220 kV Ciruelos - Mariquina sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Puerto Montt	Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV Puerto Montt - Melipulli sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Melipulli	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados.

5.7.9 PROYECCIONES DE ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la Zona de Charrúa - Chiloé.

5.7.10 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la zona Charrúa - Chiloé, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La Tabla 5-121 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-121. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona Charrúa – Chiloé.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones	
Región del Biobío	Andalién	Irarrázaval	TER Copiulemu	1	Sin observaciones.	
	Angol	Los Sauces	TER Contulmo	0,83	Sin observaciones.	
	Cabrero	Cabrero-Yumbel	Cabrero-Yumbel	TER Yumbel	3	Sin observaciones.
			San Alberto	PFV El Resplandor	2,63	
			Cabrero	FV Moya	9	
	Carampangue	Carampangue-Arauco	PE Las Peñas	8,4	Sin observaciones.	
	Curanilahue	Curanilahue	TER Trongol-Curanilahue	2,8	Sin observaciones.	
	Deuco	Campo Marte	TER Deuco	2,88	Sin observaciones.	
	Duqueco	LICURA	LICURA	TER Ancalí	1,56	Sin observaciones.
			Las Delicias	Sol de Santa Inés	2,6	
	El Avellano	LAJA	LAJA	TER HBS	2,2	Sin observaciones.
			LAJA	TER HBS GNL	3,5	

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
		Rarincó	HP Caliboro	1,4	
		Rarincó	HP Melo	2,97	
		Rarincó	HP Santa Isabel	1,45	
	Faenas Pangué	Queuco	HP Boquiamargo	1,1	Sin observaciones.
		Alto Bio Bio	HP El Mirador	3	
	Lebu	La Fortuna	TER Lebu	3,4	Sin observaciones.
		Sta. Rosa	PE Lebu III	5,25	
		La Fortuna	PE El Arrebol	9	
	Loma Colorada	Lagunillas	TER Lomas Coloradas	3,2	Sin observaciones.
		Las Industrias	TER Don Pedro	2,89	Nuevo Transformador de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
	Los Ángeles	Canteras	HP El Diuto	3,3	Sin observaciones.
		Las Delicias	TER JCE	0,8	Nuevo Transformador de acuerdo con el DE 293/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022
	Negrete	Mulchén	HP Bureo	2,2	Sin observaciones.
		Mulchén	HP Munilque	0,55	Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 293/2019.
		Mulchén	HP Munilque II	0,55	Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
		Mulchén	PE El Nogal	9	
	Penco	Desiderio Guzmán	TER Los Pinos	3	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones	
	Picoltué	Picoltué-Mulchén	HP Río Mulchén	3	Sin observaciones.	
		Picoltué-Mulchén	HP La Bifurcada	0,226		
		Picoltué-Mulchén	HP La Viña - Alto La Viña	0,552		
		Picoltué-Mulchén	HP El Brinco	0,2		
		Picoltué-Mulchén	TER Picoltué	3		
		Picoltué-Mulchén	TER Boldos	3		
	Santa Bárbara	Lago Ranco - Riñihue	HP Quillaileo	0,83	Sin observaciones.	
	Tres Pinos	Tirúa	TER Tirúa	1,9	Sin observaciones.	
		Los Álamos	TER Los Álamos	0,8		
		Cañete	TER Cañete	4		
		Los Álamos	PE Raki	9		
		Los Álamos	PE Huajache	6		
	Región de la Araucanía	Curacautín	Lonquimay	TER Curacautín	2,4	Sin observaciones.
			Lonquimay	TER Lonquimay	1,2	
Lonquimay			HP El Agrio	2,51		
Lautaro		Lautaro	HP Río Trueno	5,6	Sin observaciones. Reemplazo y nuevo transformador de acuerdo con el DE 418/2017 y DE 293/2018 respectivamente. Proyectos adjudicados – PES estimada 2023	
		Lautaro Norte	TER Eagon	2,4		

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
	Licanco	Louisiana Pacific	TER Lousiana Pacific II	3	Sin observaciones.
		P.Las Casas	HP El Manzano (MELIPEUCO)	4,85	
		P.Las Casas	HP Trifultruful	0,836	
		P.Las Casas	HP El Canelo	6,04	
	Los Sauces	Los Sauces	TER Los Sauces	3	Sin observaciones.
		Los Sauces Lumaco	TER Aromos	3	
	Padre Las Casas	Quilas	Ter Dagoberto	2,88	Sin observaciones.
	Pitrufulquén	Quitratue	HP Donguil	0,25	Sin observaciones.
		Freire	HP Allipén	2,6	
		Toltén	HP Maisán	0,6	
	Traiguén	Traiguén Ciudad	TER Chufkén	2,4	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Villarrica	Nancul	HP Trailelfú	2,5	Sin observaciones.
		Correntoso	HP Molinera Villarrica	0,6	
		Colo-Colo	HP Santa Elena	2,75	
Nancul		HP MSA-I	3		
Región de los Ríos	Chirre	Futahuente	HP Los Portones	1	Sin observaciones.
	Corral	Corral	TER Rey	0,8	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
Región de los Lagos	La Unión	La Unión	HP Contra	0,33	Sin observaciones.
		La Unión	HP Curileufú	0,221	
		Rapaco	TER PRP Rapaco	3,005	
		Aldea Campesina	TER Campesina	2,99	
	Los tambores	Rio Bueno	TER PRP Tambores	3	Sin observaciones.
	Panguipulli	Panguipulli	TER Lousiana Pacific	3	Sin observaciones.
		Pullinque	HP Reca	1,7	
		Conaripe-Liquiñe	HP Tranquil	3	
		Panguipulli	HP Piutel	0,56	
		Pullinque	HP Panguipulli	0,35	
	Pichirropulli	Futrono	HP Doña Hilda	0,42	Sin observaciones.
		Futrono	HP Muchi	1	
		Futrono	HP Las Flores	1,6	
		Futrono	HP Central Hidroeléctrica Chilco	0,201	
	Pilmaiquén	Mantihue	HP Pehui	1,1	Sin observaciones.
		Mantihue	HP Los Corrales	0,8	
		Mantihue	HP Los Corrales II	1,035	
		Mantihue	HP Pichilonco	1,2	
		Pilmaiquén	HP Don Walterio	2,95	
		Mantihue	HP El Arrayán	0,15	
Región de los Lagos	Aihuapi	Los Puentes	HP Los Colonos	0,642	Sin observaciones.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
		Futacuín	HP María Elena	0,305	
		Lago Ranco	HP Chanleufú II	8,4	
	Alto bonito	Panitao	TER Río Azul	3	Sin observaciones. Nuevo transformador de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
		Panitao	TER Calfuco	3	
		Panitao	TER Bluegate	3,01	
	Ancud	Chacao	TER Ciruelillo	3	Sin observaciones.
	Barro Blanco	César Ercilla	PRP Las Quemadas	9	Sin observaciones.
	Chonchi	Chonchi Centro	HP Dongo	6	Sin observaciones.
		Chonchi Centro	HP Collil	7	
		Chonchi-Notuco	TER Almendrado	3	
	Colaco	Pargua Industrial	TER Biomar	2,4	Sin observaciones.
		Pargua Industrial	TER Danisco	0,8	
		Pendiente	TER Skretting Pargua	2,7	
	Los Negros	Canal Bajo	TER PRP Los Negros	3	Sin observaciones.
	Melipulli	Pelluco	HP El Colorado	2	Sin observaciones.
		Pelluco	TER Calafate	3	
		Pendiente	TER Multiexport	0,8	
		Pendiente	TER Multiexport II	1,6	
		Antihual	HP La Arena	6,8	
		Feria Osorno	TER El Canelo II	3	
Osorno	Pendiente	TER Salmofood	1,6	Sin observaciones.	

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
		Industrial	TER Skretting Osorno	3	
		Pendiente	TER Watts	0,8	
		Pendiente	TER Watts II	1,6	
		G. Hube	TER Gami	2,88	
	Puerto Varas	Puerto Varas	TER El Canelo	3	Sin observaciones. Nuevo transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
		Puerto Rosales	HP Ensenada	1,2	
	Rio negro	Chifín	TER PRP Chifín	3	Sin observaciones.
	Puerto Montt	Pelluco	TER Alerce	3	Sin observaciones.

6 APÉNDICES

- 6.1 APÉNDICE I – INFORME DE RESULTADOS PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN 2021**
- 6.2 APÉNDICE II – PROYECCIONES DE DEMANDA DEL SEN, PERIODO 2021-2041**
- 6.3 APÉNDICE III – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**
- 6.4 APÉNDICE IV – DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL**
- 6.5 APÉNDICE V – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS**