

DIAGNÓSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021

23 de diciembre de 2020

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica

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
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Pablo Jerez C.	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	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

1	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>4</u>
2	<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>8</u>
3	<u>CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS</u>	<u>11</u>
3.1	OFERTA	11
3.2	DEMANDA	25
4	<u>METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO</u>	<u>32</u>
4.1	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL	32
4.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL.....	39
5	<u>DIAGNÓSTICO</u>	<u>51</u>
5.1	ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	52
5.2	ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	69
5.3	ZONA QUINTA	85
5.4	ZONA REGIÓN METROPOLITANA	100
5.5	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	118
5.6	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	147
	<u>APÉNDICES</u>	<u>170</u>

1 RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se presentan los resultados del diagnóstico del uso esperado de los sistemas de transmisión nacional y zonal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo cual se realiza mediante el estudio de subsistemas específicos.

Zona Arica – Diego de Almagro

- En el horizonte de análisis 2021 a 2026, no se observan situaciones de sobrecargas en la capacidad de transformadores AT/MT – AT/AT y líneas de transmisión zonal.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan congestiones en el tramo 220 kV María Elena – Kimal en el periodo 2021 – 2023, previo a la puesta en servicio del proyecto de ampliación que aumenta su capacidad. Además, se observan congestiones en el tramo 220 kV Ana María – Encuentro a partir del año 2029, con flujos hacia el sur.

Zona Diego de Almagro – Quillota

- En el horizonte de análisis 2021 a 2026, no se observan situaciones de sobrecargas en la capacidad de transformadores AT/MT – AT/AT y líneas de transmisión zonal.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan altos flujos en el tramo de línea de 500 kV desde S/E Nueva Maitencillo hasta S/E Polpaico, causado por la inyección de energía al norte de la S/E Nueva Maitencillo. Además, se observa congestión de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, la cual se incrementa en el periodo 2024 a 2028. Esta congestión se mitigaría con la propuesta de ampliación de la Línea 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico, incluida en la Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 , y con la entrada en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre a partir del año 2029.

Zona Quinta Región

- En el horizonte de análisis 2021 a 2026, no se observan situaciones de sobrecargas en transformadores AT/MT – AT/AT y líneas de transmisión zonal.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, no se observan congestiones en la zona en el horizonte de análisis.

Zona Región Metropolitana

- En el horizonte de análisis 2021 a 2026, se observan diecisiete (17) transformadores AT/MT que presentan altos niveles de cargabilidad, por sobre el 85%, por el crecimiento de la demanda eléctrica. Uno de estos transformadores AT/MT tiene definida una obra vigente que incrementará la capacidad de transformación en el corto plazo. Además, existen tres (3) líneas de transmisión zonal que presentan una cargabilidad mayor al 85% en el horizonte de análisis.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan altos flujos en el transformador 500/220 kV en S/E Polpaico y del tramo de línea de 500 kV Polpaico – Lo Aguirre, lo cual se alivia mediante la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Zona Alto Jahuel – Charrúa

- En el período 2021 a 2026 se observan once (11) transformadores AT/MT que presentan niveles de cargabilidad por sobre el 85%, debido al crecimiento de la demanda eléctrica. Seis (6) de estos transformadores mencionados, cuentan con obras ya definidas mediante Decreto como obras de ampliación, las cuales no han podido ser iniciadas dado que los procesos de licitación asociados a dichas obras, han resultado desiertos a la fecha.
- En nivel de alta tensión, se observan cargabilidades por sobre el 85% en diez (10) transformadores AT/AT en el horizonte de análisis. Además, se identifican (13) líneas de transmisión zonal con altos niveles de cargabilidad, respecto de las cuales el Coordinador ha propuesto seis (6) obras para gestionar sus altas cargabilidades hacia el final del horizonte de análisis.
- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan congestiones en la transformación 500/220 kV de la S/E Alto Jahuel a partir del año 2035. Además, se observa congestión durante todo el horizonte de análisis en el tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, con flujos Sur – Norte. El DE N°185/2020 ha definido la instalación de un equipo CER de al menos una capacidad de 200 MVAR a ser localizado en la S/E Maipo o en la S/E Alto Jahuel. Esta obra permitirá levantar restricciones de capacidad de transferencia en condición de N-1.

Además, en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020, el Coordinador ha propuesto obras de bajos montos de inversión que levanten restricciones de transformadores de corriente (TT/CC) identificadas en este tramo.

- Se observan periodos en los cuales existen congestiones en transformación 500/220 kV en las SS/EE Ancoa y Charrúa, siempre en sentido desde 220 kV a 500 kV.

Zona Charrúa – Chiloé

- En el horizonte 2021 a 2026, sólo se observa un (1) transformador AT/MT con cargabilidad por sobre su capacidad nominal, debido al crecimiento de la demanda eléctrica.

En los transformadores AT/AT, no se observan limitaciones de capacidad en el horizonte analizado.

Respecto a las líneas de transmisión zonal, se observa que la línea 1x66 kV La Unión – Los Tambores presenta cargabilidades por sobre el 85% hacia el final del horizonte de análisis, las cuales pueden ser gestionadas mediante medidas operacionales.

- Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se observan congestiones a partir del año 2028 en el tramo 220 kV Hualqui – Charrúa. El Coordinador ha propuesto el tendido de un segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, para mitigar la congestión. Además, en los últimos 5 años del horizonte de análisis se observan congestiones en el tramo 220 kV entre SS/EE Ciruelos y Pichirropulli.

En todas las zonas estudiadas se han identificado condiciones operacionales de variada índole, entre las cuales se puede destacar:

- Interruptores con capacidades de ruptura simétrica sobrepasadas en las SS/EE Charrúa, Concepción y Crucero.
- Restricciones de transmisión por capacidad térmica en contingencia, tales como en la línea de 110 kV Totoralillo - Tap San Rafael y la línea de 110 kV Tap Los Maquis - Tap San Rafael. Esta situación ocurre, frente a desconexiones intempestivas de las líneas de 110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y Totoralillo - Chagres, respectivamente, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona.
- Otras situaciones incluyen líneas con limitación de transferencia por poseer tramos con conductores de menor capacidad, tales como en la línea de 66 kV San Javier – Constitución.
- Existen restricciones de transmisión por equipamiento primario subdimensionado en líneas del Sistema de Transmisión, tales como los transformadores de corriente de la línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín, la trampa de onda del paño J2 en la S/E Duqueco, entre otros. Estas situaciones son subsanables con inversiones de bajo monto.

Los siguientes gráficos muestran los costos marginales promedios anuales observados en subestaciones representativas de las distintas zonas y escenarios analizados en el SEN para el horizonte de análisis 2020 – 2040.

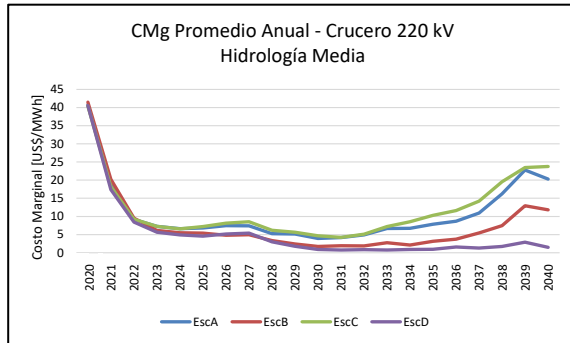


Figura 1-1. Costos marginales promedios anuales S/E Cruceiro 220 kV.

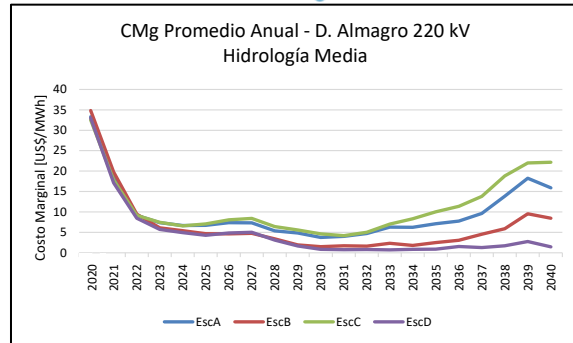


Figura 1-2. Costos marginales promedios anuales S/E Diego de Almagro 220 kV.

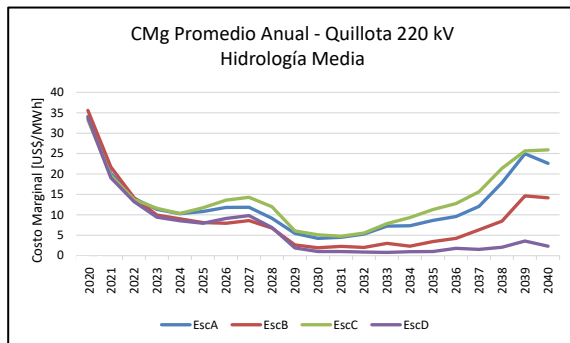


Figura 1-3. Costos marginales promedios anuales S/E Quillota 220 kV.

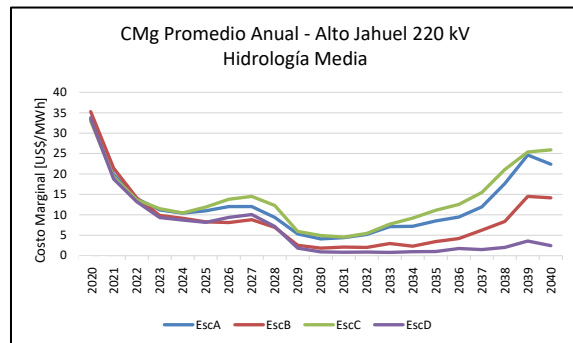


Figura 1-4. Costos marginales promedios anuales S/E Alto Jahuel 220 kV.

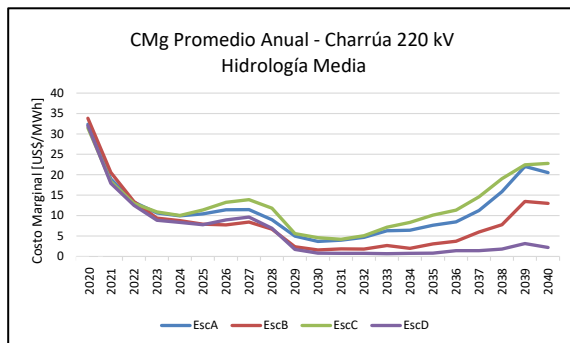


Figura 1-5. Costos marginales promedios anuales S/E Charrúa 220 kV.

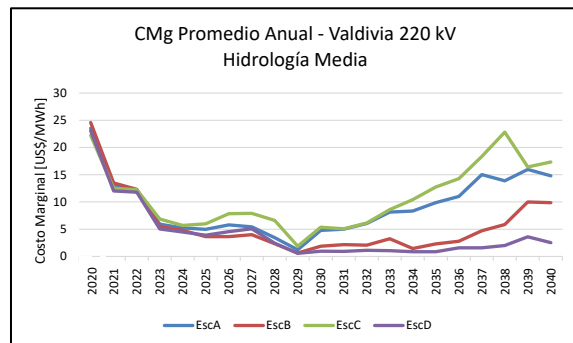


Figura 1-6. Costos marginales promedios anuales S/E Valdivia 220 kV.

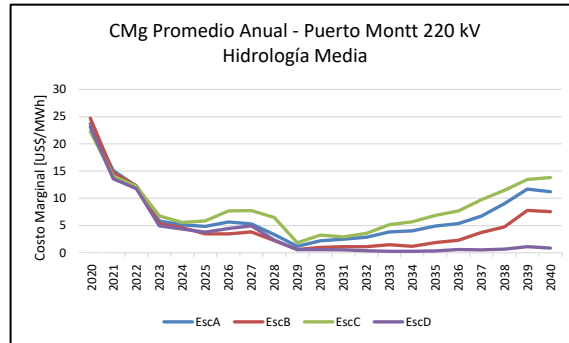


Figura 1-7. Costos marginales promedios anuales S/E Puerto Montt 220 kV.

2 INTRODUCCIÓN

Este informe se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión del año 2021 conforme a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos respecto a la Propuesta de Expansión que el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) debe remitir a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año.

El objetivo de este informe es difundir a las empresas coordinadas, desarrolladores de proyectos, consultores, consumidores y público en general, el diagnóstico de la utilización esperada del sistema de transmisión eléctrico en el período 2021-2041, con la finalidad informar a los interesados y recibir sus comentarios, 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 costo-efectivas 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 (PELP) liderado por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante métodos de co-optimización, dando cuenta de requerimientos de reserva de corto plazo para el control de frecuencia y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión coherentes con el desarrollo 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. 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. Finalmente, 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.

El presente informe se encuentra dividido en siete 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 del estudio.

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 lo que respecta a la demanda, se presenta la previsión del consumo para 20 años. Es importante destacar que la elaboración de la previsión de demanda es realizada combinando un método *top-down* con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante *bottom-up*, mediante la realización de encuestas a grandes clientes libres.

En términos de generación, se entrega la información relevante y descriptiva de los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contempla el proceso de la 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 enfocado en describir el proceso de la planificación de expansión la red de transmisión, dado que el diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional es una etapa 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, el que se ha 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 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 y; séptimo, finalizando con la presentación de las condiciones actuales del sistema eléctrico que existen en cada zona e imponen restricciones a la operación.

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 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 Coordinador 1. Sin perjuicio de la metodología utilizada, durante este año 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.

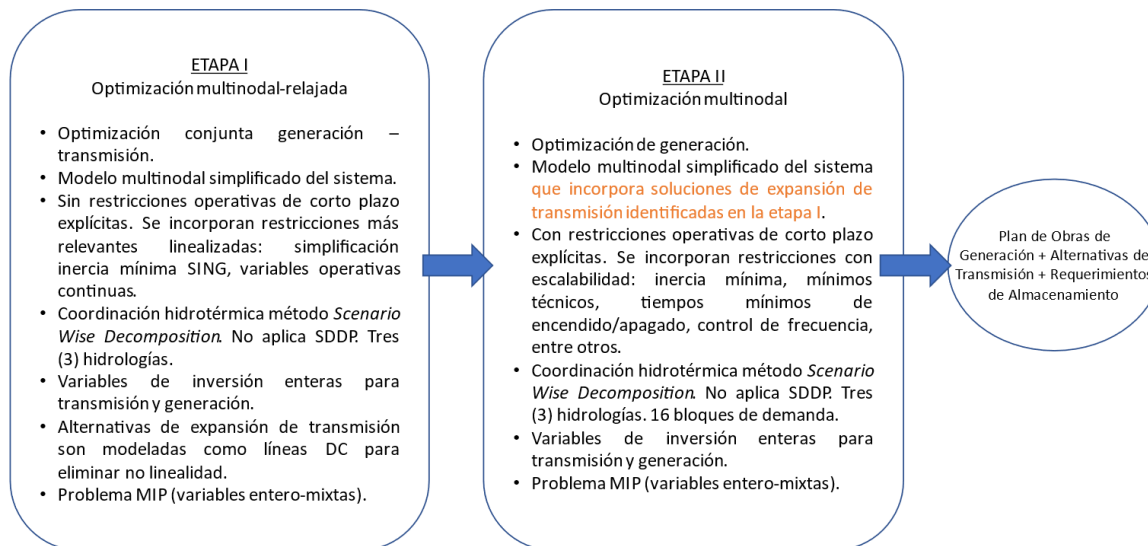


Figura 3-1. Procedimiento de Obtención de Planes de Obra – Departamento de Prospectiva.

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

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

- Proyección de demanda 2020-2040, obtenida mediante un modelo econométrico.
- Proyección de combustibles, la cual corresponde en sus primeros dos años a la proyección determinada el Coordinador y para el resto del horizonte, es concordante con lo incorporado en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Julio 2020, 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 Actualización de Antecedentes 2020, de la Planificación Energética de Largo Plazo.
- Información de centrales, instalaciones de transmisión y consumos, provista por el Coordinador, a partir del sitio de INFOTECNICA.

Con el objetivo de facilitar el entendimiento de resultados, se hace mención específica de los datos de entrada de demanda, la cual es detallada en la sección 3.5 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 2021, el Coordinador toma como antecedente la información suministrada por el Ministerio de Energía, la cual se incorpora en la Actualización de Antecedentes 2020, de la Planificación Energética de Largo Plazo.

En la figura 3-2, se presentan las variaciones más significativas dentro de un set de tecnologías reflejadas en la modelación, comparando la situación 2020 respecto a la presentada por el Ministerio de Energía el año 2019. Al respecto, las diferencias más significativas las presenta la Concentración Solar de Potencia, o Solar CSP, mientras que la generación eólica es nuevamente prospectada a la baja.

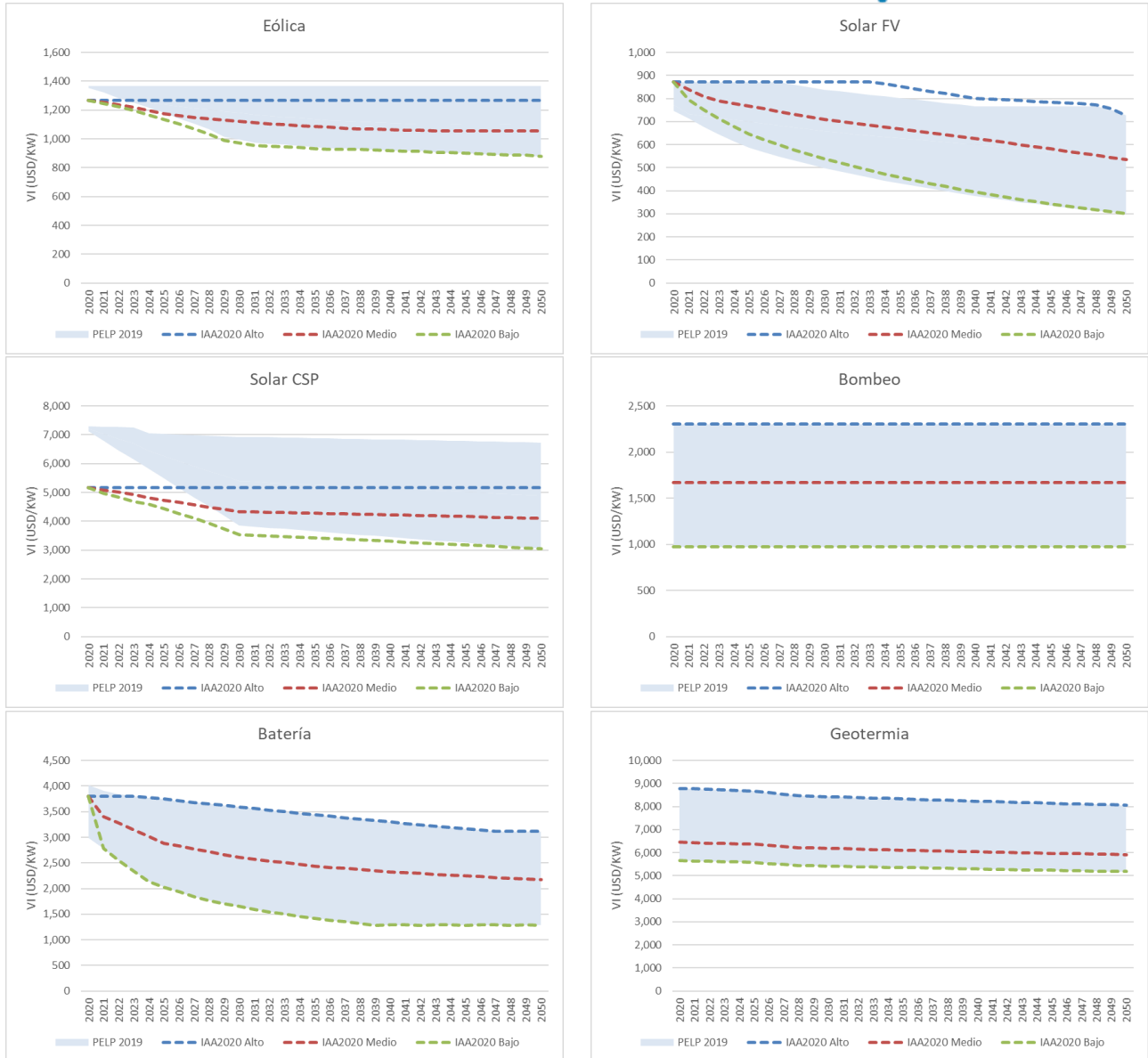


Figura 3-2. Proyección de Costos de Inversión para Tecnologías más Relevantes.

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: Descarbonización escenario Referencial a 2040. Se utiliza nivel referencial de costos. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo.

Caso B: Escenario PELP del Ministerio de Energía correspondiente a Descarbonización acelerada al año 2033. Se utiliza nivel referencial de costos. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo.

Caso C: Altos costos de desarrollo de tecnologías renovables CSP, Geotermia, Hidro más Descarbonización Referencial 2040. Posibilidad de proyectos de centrales de Bombeo desde 2030. (Caso A con costos Altos).

Caso D: Escenario PELP del Ministerio de Energía correspondiente a Descarbonización acelerada al año 2033. Costos de desarrollo altos en tecnologías renovables CSP, Geotermia, Hidro más Costos Bajos solar y eólica. Se considera limitación en el desarrollo de centrales de Bombeo y de ciclos combinados en base a GNL.

En la tabla 3-1 contiene el detalle de los principales supuestos de los casos definidos.

Es importante mencionar que uno de los elementos más relevantes en los planes de obras estudiados, es el cronograma de salida de las centrales a carbón, los cuales incluyen las fechas de salida de servicio que han informado las empresas propietarias, en el marco del programa Energía Zero del Ministerio de Energía. El cronograma de retiro de centrales del programa Energía Zero se muestra en la figura 3-3. En el escenario referencial de salida al año 2040, las centrales son retiradas de la operación del sistema acorde a su vida útil. En el escenario acelerado 2033, se ha utilizado el cronograma referencial de retiro de centrales carboneras definido por el Ministerio de Energía.

Tabla 3-1. Escenarios considerados para el Plan de Obras de Generación 2021.

Escenarios considerados para Plan de Obras de Generación 2021					
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón. 2019-2024		SI	SI	SI	SI
Mecanismo de descarbonización		PELP	PELP	PELP	PELP
Año descarbonización total		2040	2033	2040	2033
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Solar	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Bajo PELP
	Eólico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Bajo PELP
	Geotérmica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Hidráulica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
	Bombeo hidráulico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	No Aplica
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Limitación Bombeo	Limitación Bombeo	Bombeo desde 2030	Bombeo desde 2030/ Limitación hidro + Limitación Inv. CC GNL.
Costo de combustible GNL		Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE
Demanda Energética		Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador



CIERRE DE LAS CENTRALES A CARBÓN

Cronograma Primera Fase

2019-2024



Fuente: Ministerio de Energía

Actualizado a Mayo 2020

Figura 3-3. Cierre de centrales a carbón, Plan Energía Zero Carbón.

3.1.3 RESULTADOS

3.1.3.1 ESCENARIO A

La tabla 3-2 y figura 3-4 muestran la capacidad de generación adicional requerida por tecnología para el Escenario A.

Tabla 3-2. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario A.

Año	BESS	Bombeo	Eólica	Geo	GNL	Pasada	Solar	Solar CSP
2021							600	
2022							350	
2023			1781				800	
2025			1250				200	100
2028		300	1300				900	0
2029			1650				400	100
2030							0	200
2031			400				650	200
2032			50				0	
2033							600	
2034			1400				50	
2035	100		450				50	
2036			450				250	150
2037			1000		350		100	95
2038			300		575	234	100	
2039			150				450	110
2040			250	200	575			680
Total	100	300	10431	200	1500	234	5500	1635

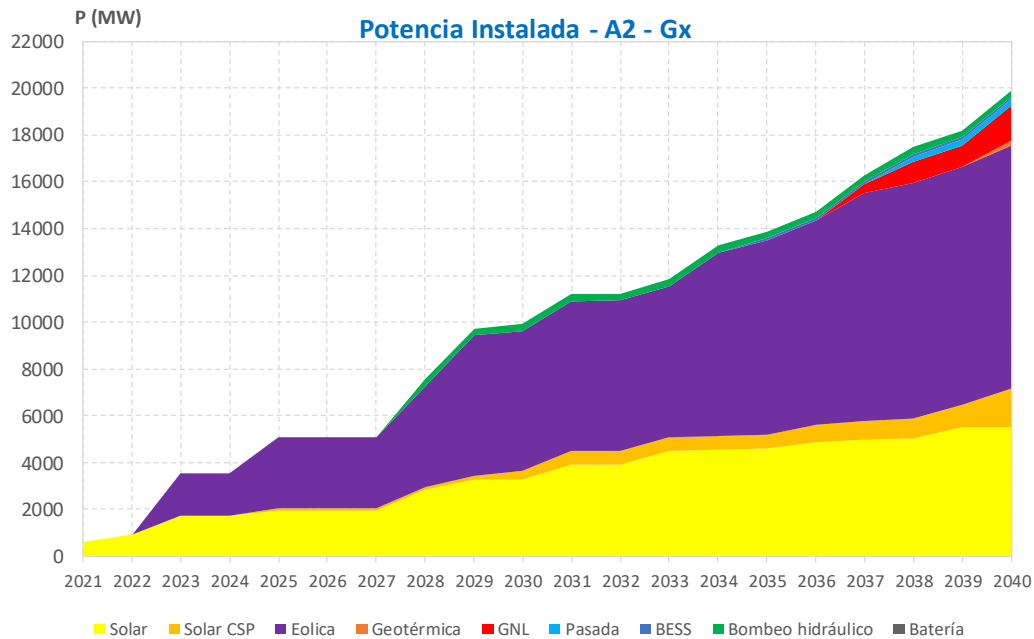


Figura 3-4. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario A.

3.1.3.2 ESCENARIO B

La tabla 3-3 y la figura 3-5 muestran la capacidad adicional de generación requerida por tecnología para el Escenario B.

Tabla 3-3. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario B.

Año	BESS	Bombeo	Eólica	GNL	Pasada	Solar	Solar CSP
2021						600	
2022						450	
2023			1750			800	
2024	50						
2025							
2026	50						200
2027			200				
2028		300	1800			700	100
2029			1800			750	
2031			550			500	
2032	50					50	300
2033						50	
2034			881		100	400	600
2035			650			800	
2036							
2037			700	350		500	
2038	50		50	350		150	
2039			50	350		500	
2040			800			150	585
Total	200	300	11081	1050	100	7150	1785

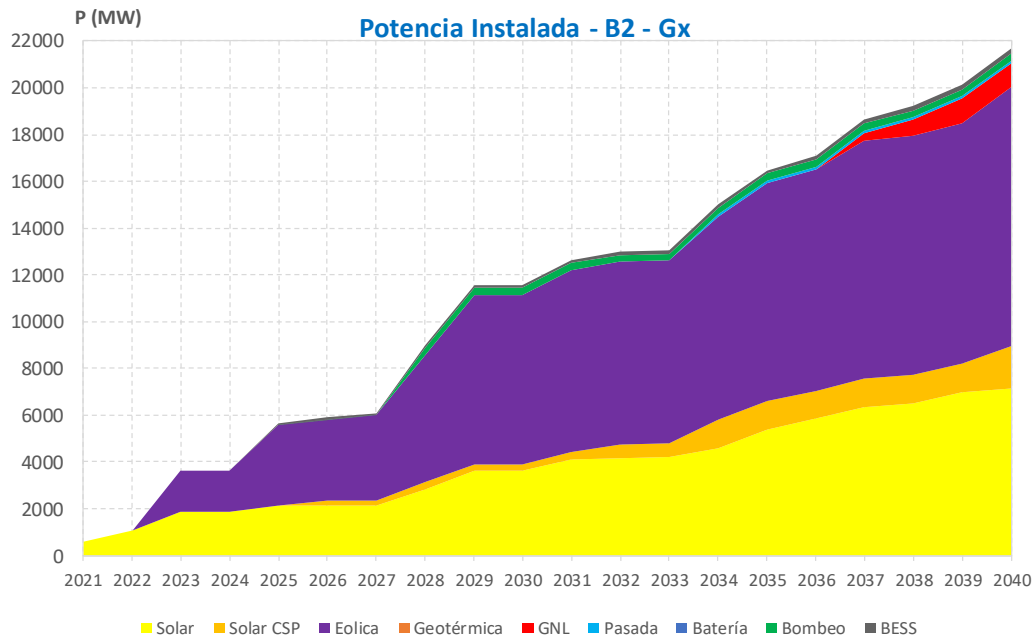


Figura 3-5. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario B.

3.1.3.3 ESCENARIO C

La tabla 3-4 y la figura 3-6 muestran la capacidad adicional de generación requerida por tecnología para el Escenario C.

Tabla 3-4. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario C.

Año	BESS	Bombeo	Eólica	GNL	Solar	Solar CSP
2021					600	
2022					350	
2023			1300		1050	
2025			731		500	100
2028			450		450	600
2029	50		2250		100	
2030		100	150		250	
2031			1300		650	
2034	50		250		750	
2035			450			
2036			500		350	
2037			900	700	150	
2038			250	575	250	
2039		200	1100		450	
2040			450	925	500	
Total	100	300	10081	2200	6400	700

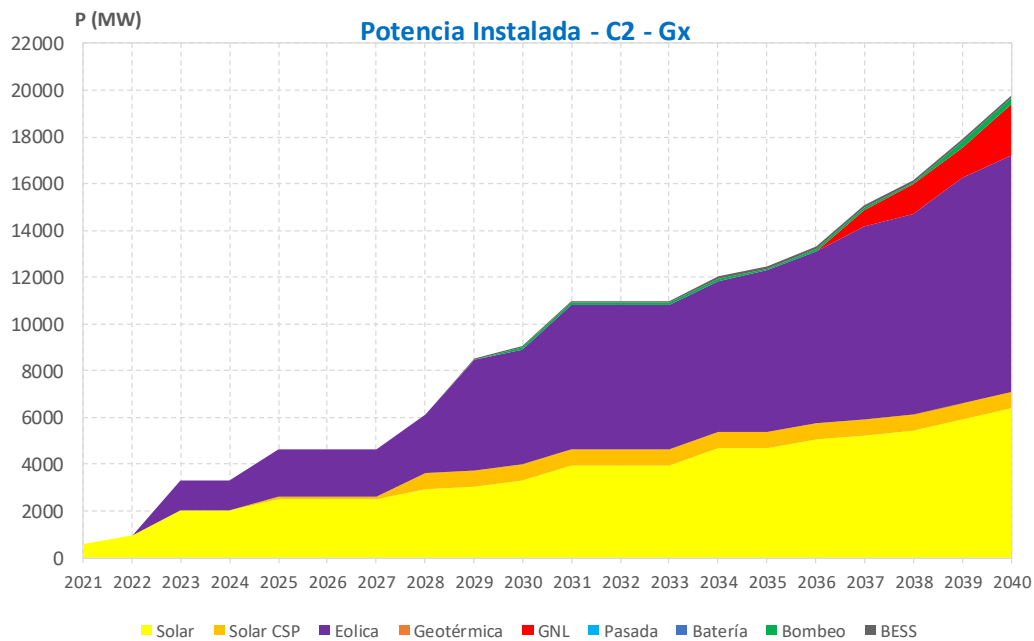


Figura 3-6. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario C.

3.1.3.4 ESCENARIO D

La tabla 3-5 y la figura 3-7 y la muestran la capacidad adicional de generación requerida por tecnología para el Escenario D.

Tabla 3-5. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario D.

Año	Bombeo	Eólica	Solar	Solar CSP
2021			850	
2022			400	
2023		2281	850	
2025		1450	150	
2027		200		
2028		2350	550	700
2029		2350	50	
2030	300		100	
2031		1050	1300	
2032		600		
2033	500	200	650	
2034		1750	550	
2035	200	1250	100	
2036		50	250	95
2037	100	1700	500	95
2038		750	500	
2039		50	700	95
2040	500	1100	400	470
Total	1600	17131	7900	1455

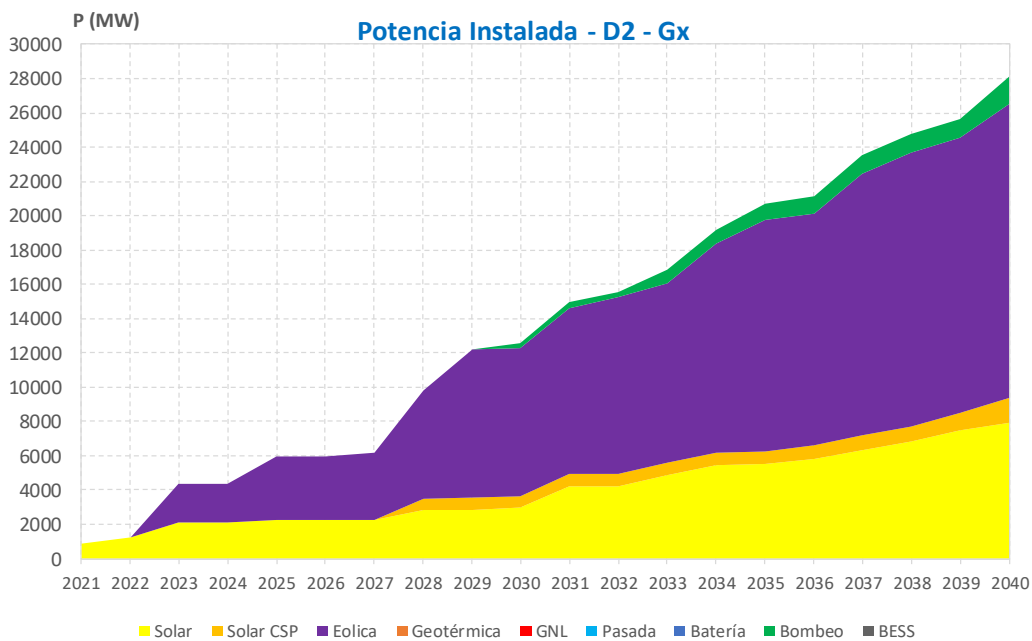


Figura 3-7. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario D.

3.1.3.5 PROYECTOS EN ETAPA DE CONEXIÓN

El paso final para la evaluación 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 capacidad de generación que minimiza el costo de inversión y operación para el sistema, desde un punto de vista del conjunto del sistema eléctrico. A su vez, establece la ubicación referencial de los proyectos a partir de una red de transmisión reducida de 21 nodos; por consiguiente, cada uno de estos nodos representa un área más extensa del sistema eléctrico nacional.

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 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: 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 Aprobación de Solución 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 3-6 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 determinados por el Departamento de Acceso Abierto. Este reemplazo busca respetar la tecnología, el año de ingreso y la ubicación relativa.

Tabla 3-6. Proyectos incorporados en los análisis del modelo PLP.

NUP	Nombre	Tipo	Capacidad CNE+DAA [MW]	Fecha de conexión	Carta N°	Instalación a conectar
268	CH Digua	Hidro	20	oct-20	DE03500-17	Línea 2x220 kV San Fabián - Ancoa
288	CHP Trupán	Hidro	20	dic-20	DE05152-17	Línea Abanico - Charrúa 154 kV
317	San Gabriel y Tolpán Sur	Eólica	183+84	jun-20	DE05255-17	S/E Mulchén 220 kV
318	PE La Flor	Eólica	32,4	dic-20	DE05273-17	S/E Nahuelbuta 66kV
302	AR Frontera Solar	Solar	120	ene-23	DE05795-17	S/E Frontera 220 kV
295	Central Teno Gas 50	GLP	43	feb-20	Correo	S/E Aguas Negras 66 kV
340	PE Calama	Eólica	150	ago-20	DE06811-17	1x220 kV Calama-Solar Jama
369	Atacama Solar	Solar	150	sep-20	DE07614-17	S/E Lagunas 220 kV
380	Ckani	Eólica	107,2	jul-21	DE07787-17	S/E El Abra 220 kV
378	Central de respaldo Maitencillo	Diesel	66,9	nov-20	DE07770-17	S/E Maitencillo 220 kV
392	PV Azabache y USYA	Solar	59,8+52,4	nov-20	DE06684-17	S/E Calama 110 kV
146	Granja Solar	Solar	105	dic-20	DE08008-17	S/E Lagunas 220 kV
344	Domeyko Oeste FV	Solar	186,2	may-21	DE07058-17	S/E Puri 220 kV
300	PE Negrete	Eólica	36	ene-21	DE08975-17	S/E Negrete 66 kV
425	FV Pampa Tigre	Solar	100	abr-21	DE08801-17	1x220 kV Cerro Tigre - Farellón
426	PE Tchamma	Eólica	155,4	oct-20	DE08805-17	1x220 kV Encuentro - SGO
231	PE Cerro Tigre	Eólica	184,8	nov-20	DE08796-17	S/E Farellón 220 kV
458	PE Malleco	Eólica	135,1(F I)+137,9(F II)	Oct-20(FI)+Feb-21(F II)	DE00284-18	S/E Río Malleco 220 kV
462	Central Diesel Llanos Blancos	Diesel	150	dic-20	DE00390-18	1x220 kV Pan de Azúcar - Minera CDA
465	Cipresillos	Hidro	9	may-20	DE00444-18	1x66 kV Coya - Pangal
332	PE Alena	Eólica	84	oct-20	DE00763-18	1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe
477	La Huella	Solar	84	dic-20	DE01159-18	S/E Don Héctor 220 kV
93	PV Coya	Solar	180	dic-21	DE01287-18	1x220 kV Crucero - Radomiro Tomic
487	PF Escondido	Solar	145	oct-20	DE01391-18	S/E Cardones 220 kV
557	PE San Matías	Eólica	140	ene-24	DE03373-18	Línea 1x220 kV Tap María Dolores - Celulosa Laja
549	San Pedro I	Solar	106	oct-20	OP00113-18	1x220 kV Calama - Solar Jama
575	PF Almeyda	Solar	52,4	dic-19	DE03540-18	S/E Cumbre 220 kV
640	CH Frontera	Hidro	109	dic-21	DE04034-18	S/E Mulchén 220 kV
638	Ampliación Cerro Pabellón	Geo	33	oct-20	DE04037-18	S/E Cerro Pabellón

NUP	Nombre	Tipo	Capacidad CNE+DAA [MW]	Fecha de conexión	Carta N°	Instalación a conectar
665	Parque Fotovoltaico Willka	Solar	98	dic-21	OP01115-18	S/E Parinacota 220 kV
677	PF Campos del Sol	Solar	381	nov-20	DE04750-18	S/E Carrera Pinto 220 kV
778	PF Sol de Atacama	Solar	80,8	ago-21	OP01725-18	1x110 kV Manto Verde - Planta Bombeo N°2
779	PF La Cruz Solar	Solar	50	ene-21	OP01739-18	Tap Off La Cruz 220 kV
731	PF Guanaco Solar	Solar	50	ene-21	OP01939-18	S/E Diego de Almagro 110 kV
759	PF Capricornio	Solar	87,9	feb-21	DE05680-18	S/E Capricornio 110 kV
861	PE Llanos del viento	Eólica	160	ene-21	DE02310-18	S/E O'Higgins 220 kV
729	PE Piedra Amarilla	Eólica	72	jul-20	OP02328-18	Línea 1x220 kV Mulchén - PE Renaico
548	PE Mesamávida	Eólica	60	nov-20	DE06477-18	S/E Santa Luisa 154 kV
927	Hidromocho	Hidro	15	may-20	OP02694-18	S/E Licán 110 kV
923	MAPA	Bio	166	oct-21	DE07004-18	S/E Planta Arauco 220 kV
849	PF Sol de Los Andes	Solar	104,3	jun-21	OP02947-18	2x110 kV Diego de Almagro - Llanta C1 (S/E Sol de Los Andes)
926	Puelche Sur	Eólica	156	abr-21	OP02998-18	S/E Frutillar Norte 220 kV
928	PS Nuevo Quillagua	Solar	100	nov-20	DE07652-18	Tap Off Quillagua 220 kV
876	PF Tamarico	Solar	144,7 (F1) + 146,7 (F2)	Mar-22 (F1) + Mar-24 (F2)	DE08181-18	Línea 2x220 kV Maitencillo - Caserones
935	AR Kimal	Solar	230	dic-20	OP03389-18	S/E Kimal 220 kV
945	CH La Confianza	Hidro	2,6	ago-20	OP03572-18	1x23 kV Peuchén - Mampil
957	CH Los Lagos	Hidro	48,1	jul-21	OP03658-18	Línea 1x220 kV Rucatayo - Pichirrahue
973	PF Sol del Desierto	Solar	230	dic-20	OP03721-18	S/E María Elena 220 kV
1043	PF Sol de Varas	Solar	100,8	ene-22	OP03775-18	S/E Luz del Norte 220 kV
1016	Hanwha Q Cells	Solar	26,6	dic-20	OP00221-19	S/E Andes 23 kV
1038	CH Aillín	Hidro	7	oct-20	OP00393-19	S/E Peuchén 220 kV
1101	Sol de Lila	Solar	152	feb-21	DE02841-19	S/E Andes 220 kV
1210	Valle del Sol	Solar	165	ago-21	DE03075-19	S/E Miraje 220 kV
1238	Rucasol	Solar	9	jul-21	OP00848-19	Línea 1x110 kV Punta Peuco - Loma los Colorados
1256	PE Atacama	Eólica	177,6	oct-22	OP01010-19	Línea 2x220 kV Cabo Leones - Maitencillo
1255	Los Olmos	Eólica	100	feb-21	DE03023-19	1x220 kV Tolpán - Mulchén
1291	PF Los Nogales	Solar	72	ene-22	OP01518-19	S/E Punitaqui 110 kV
1320	PF Caracas II	Solar	9	may-21	OP01688-19	S/E Prime Los Cóndores 23 kV
1369	CH Los Corrales	Hidro	2,96	mar-21	OP02134-19	S/E Central San Andrés 220 kV

NUP	Nombre	Tipo	Capacidad CNE+DAA [MW]	Fecha de conexión	Carta N°	Instalación a conectar
1381	Solar Piemonte	Solar	9	ene-22	OP02234-19	S/E Punitaqui 13,2 kV
1428	PF Combarbalá	Solar	9	oct-20	OP02370-19	S/E Combarbalá 23 kV
1429	PF Llanos Blancos	Solar	9	nov-21	OP02369-19	S/E Llanos Blancos 23 kV
1439	PF Marañón	Solar	155,8	mar-22	OP02447-19	Línea 2x220 kV Maitencillo Caserones
1612	PF Llanos Blancos 2	Solar	9	nov-20	OP03065-19	S/E Llanos Blancos 23 kV
1745	PMG PFV Tambillo	Solar	9	dic-21	OP00091-20	S/E Jorquera 23 kV
1825	Llanos de Marañón	Solar	290	dic-24	OP00365-20	Línea 2x220 kV Maitencillo - Caserones
1827	Llanos del Chocolate	Solar	375	dic-23	OP00364-20	Línea 1x220 kV Maitencillo - Cabo Leones
1379	PS CEME 1	Solar	250 (F1) + 100 (F2)	Ago-21 (F1) + May-23 (F2)	OP02257-19	S/E Miraje 220 kV
1826	PE Cabo Leones I fase II	Eólica	60	ene-21	DE01473-20	S/E Cabo Leones 33 kV
383	Central Pajonales	Diesel	100	may-20	-	S/E Don Héctor 220 kV
412	Central Combarbalá	Diesel	75	sep-20	-	1x110 kV Ovalle - Illapel
419	Central Cóndores	Diesel	100	jun-20	-	S/E Los Vilos 220 kV
1374/1375	Central San Javier	Térmica	50	sep-20	-	1x66 kV San Javier - Constitución
-	Parque Solar Cachiyuyo	Solar	50	-	-	Línea Dos Amigos - Algarrobo
-	ALWA	Solar	95	-	-	Línea Cóndores - Parinacota
-	PE Loa	Eólico	225,6	-	-	Línea Encuentro - Lagunas 2x220 kV
208	Santa Isabel	Solar	158,7	oct-20	-	2x220 kV Encuentro - Lagunas (Ana María)
-	Cardones Solar FV	Solar	35	oct-21	-	1x110 kV Maitencillo - Cardones
841	PE El Maitén	Eólico	9	oct-19	-	1x66 kV Charrúa - Laja
338	PE La Estrella	Eólico	50	dic-20	-	1x110 kV Quelentaro - Portezuelo

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 2020 – 2040. La metodología de previsión de demanda es profundizada en el Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2020 – 2040 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 3-8, que muestra detalladamente sus tres etapas principales.

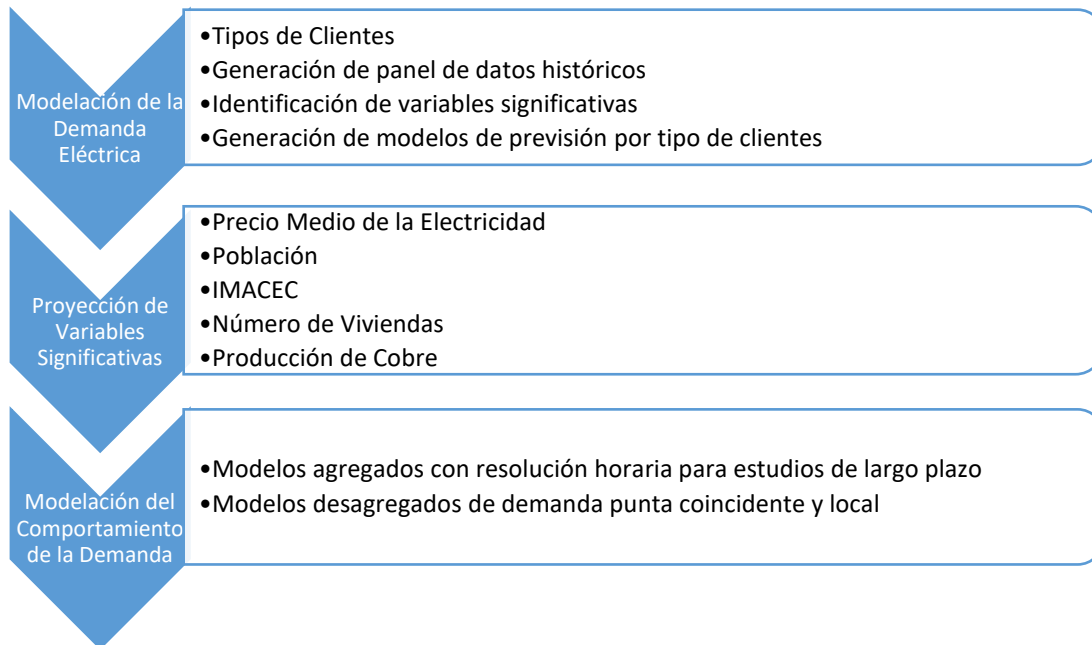


Figura 3-8. Metodología de Previsión de la Demanda Eléctrica.

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:

- **Clientes 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 632 barras pertenecientes a 196 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 DE 01576-20 enviada el 30 de marzo de 2020, en la cual se solicitan las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2020 - 2041.

3.2.1.2 Proyección de Variables Significativas

La figura 3-9 muestra la proyección del Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC). Adicionalmente, la figura 3-10 presenta la proyección del precio de la electricidad y la figura 3-11 la proyección demográfica, que corresponden a información pública.

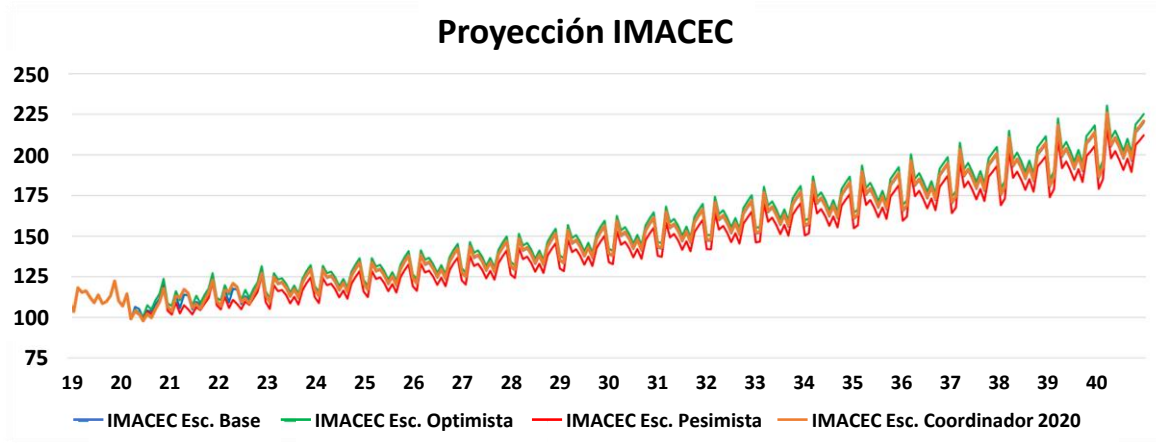


Figura 3-9. Proyección IMACEC.

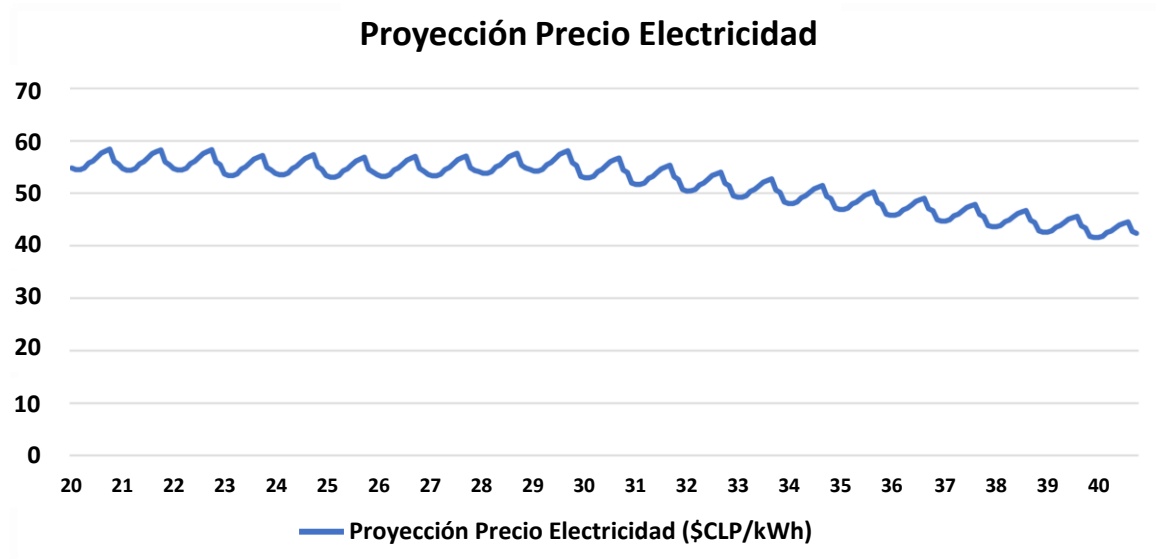


Figura 3-10: Proyección de Precio de la Electricidad.

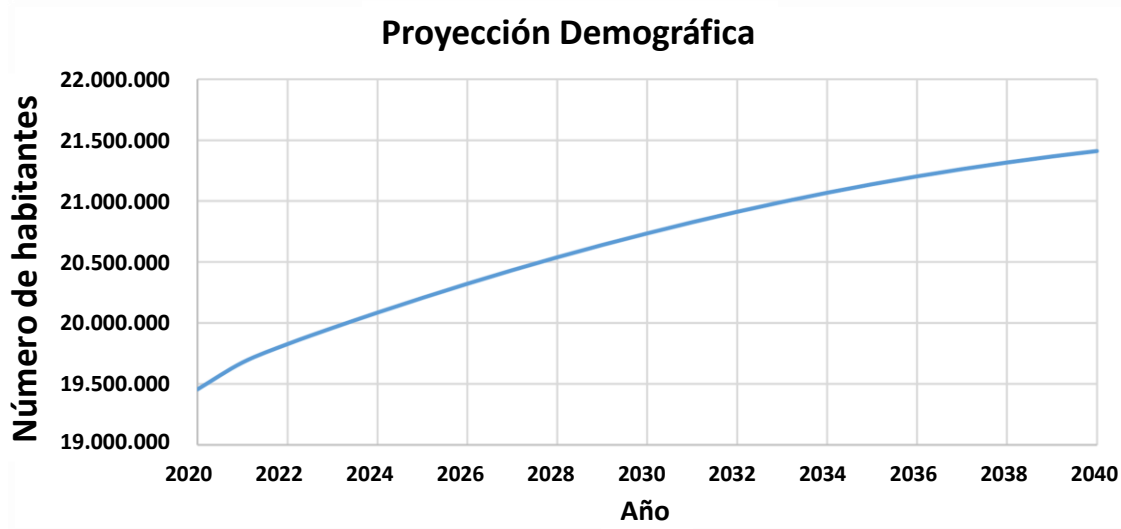


Figura 3-11. Proyección demográfica.

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 2020 – 2040

En la figura 3-12, se muestra la evolución de la distribución de demanda de energía en el periodo 2020 – 2040. De forma similar, la figura 3-13, muestra la demanda proyectada de energía para los clientes regulados. Finalmente, la figura 3-14 y la figura 3-15 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.

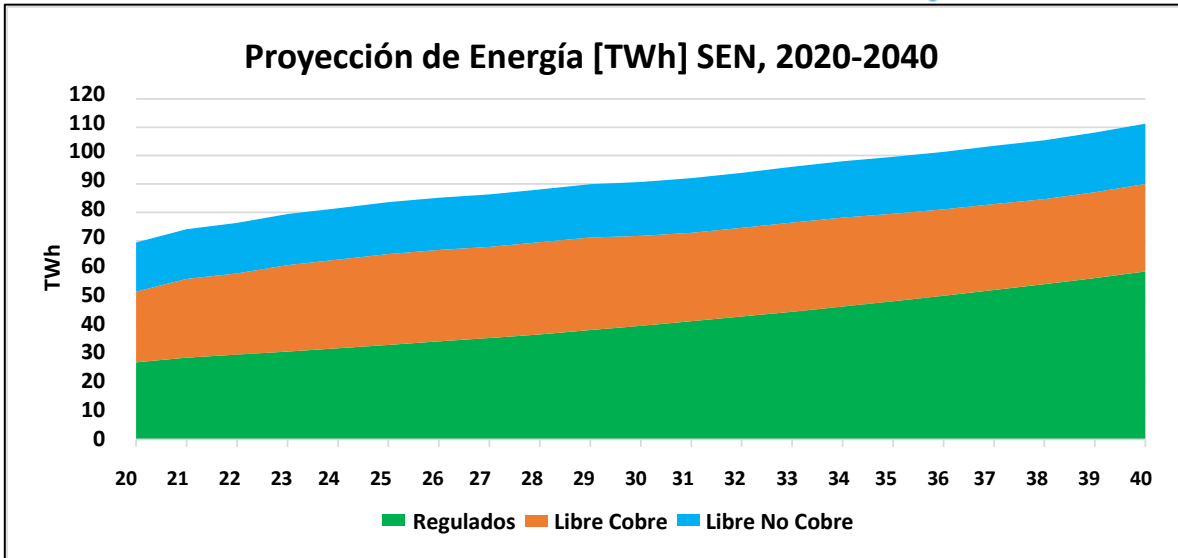


Figura 3-12. Proyección de la demanda nacional de energía 2020 – 2040.

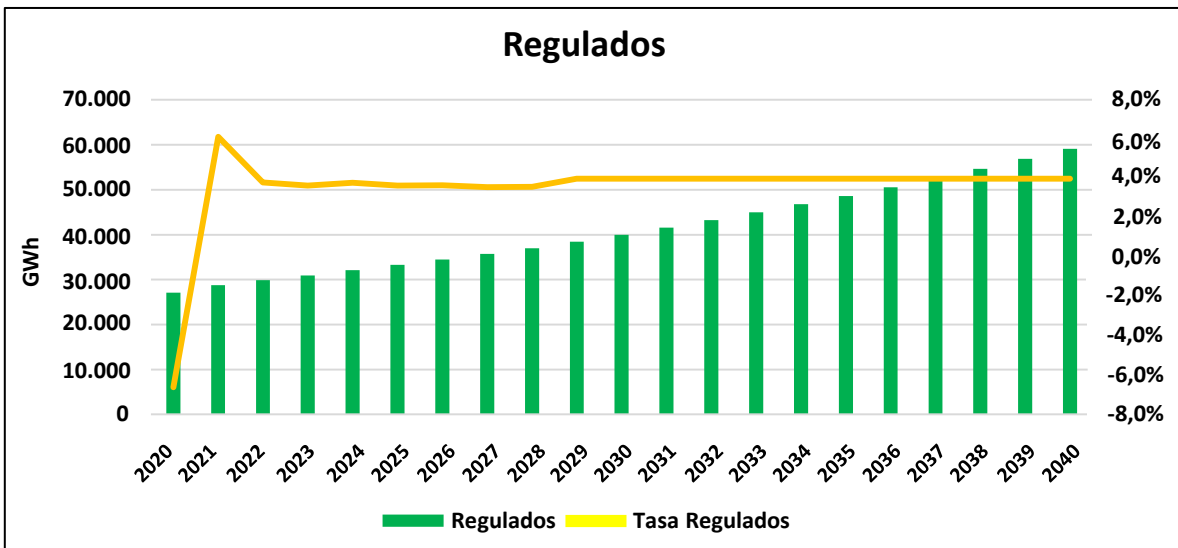


Figura 3-13. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes regulados 2020 – 2040.

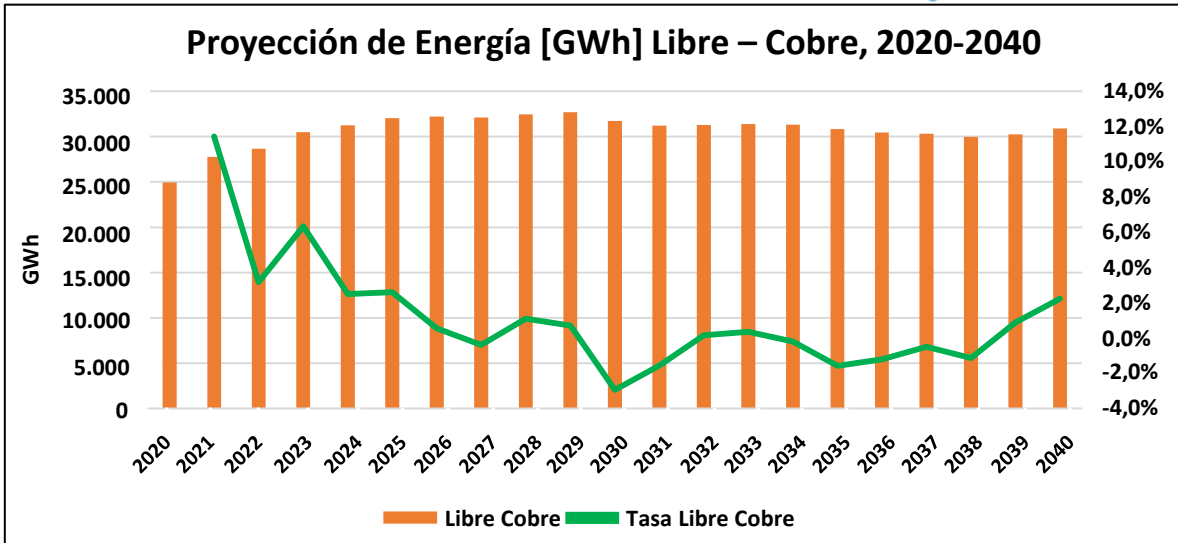


Figura 3-14. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - cobre 2020 – 2040.

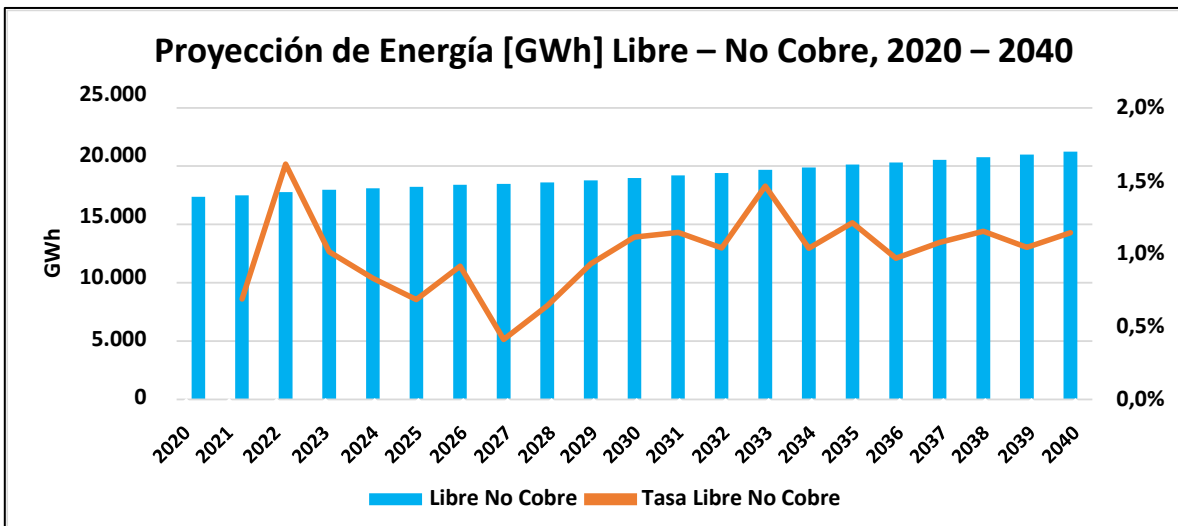


Figura 3-15. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - no cobre 2020 – 2040.

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

Durante el año 2020 el Coordinador ha realizado el estado del arte de la electromovilidad en el país, por medio de la realización de reuniones con distintos agentes de la industria relacionados con la materia. Se destaca que actualmente las empresas del sector privado se están enfocando en habilitar la infraestructura de carga pública necesaria para que los usuarios puedan disponer de

suficiente autonomía para satisfacer sus necesidades de movilidad y adicionalmente, se pueda acelerar la adopción de vehículos eléctricos no tan solo de personas naturales, sino que también de empresas y finalmente de las grandes industrias.

En relación con la proyección de vehículos eléctricos realizadas al año 2040 y su estimación de energía, se proyecta que al año 2040 existan en circulación alrededor de un millón de vehículos livianos, los cuales han de representar el 14,7% del parque automotriz, con un consumo estimado de energía de 1,9 TWh. La estimación de energía para la flota de buses urbanos en la Región Metropolitana se estima en 0,15 TWh, mientras que en otras regiones el valor estimado es de 0,8 TWh.

Finalmente, se destaca que uno de los factores limitantes actualmente para la adopción de vehículos eléctricos por parte de los usuarios es su alto valor de inversión, lo cual acota el mercado a un nivel socioeconómico alto. Sin embargo, se espera que con la reducción de los costos de las baterías y con un mayor crecimiento a nivel mundial de la industria, el costo de la tecnología disminuya y por tanto aumenten las ventas, lo cual traerá consigo un incremento del consumo energético en las regiones.

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 detallada en el presente 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.

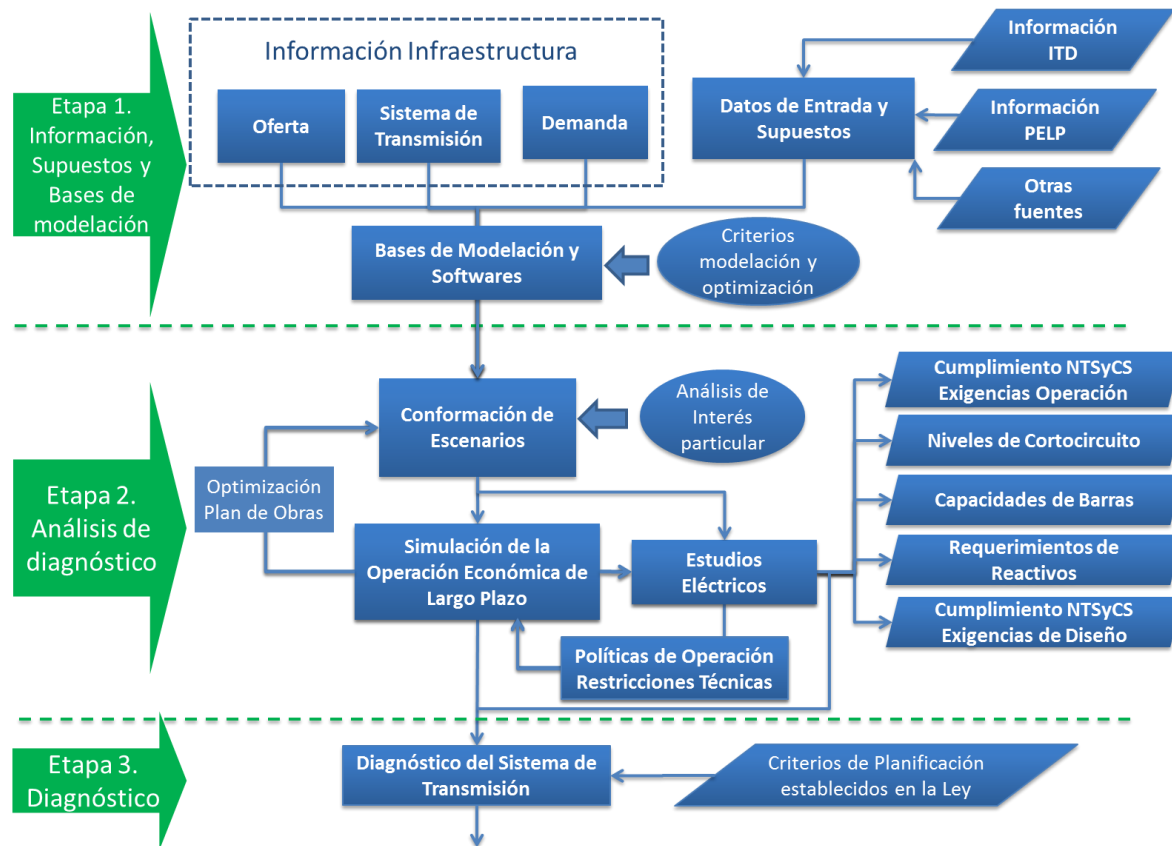


Figura 4-1. Diagrama del proceso Parte 1.

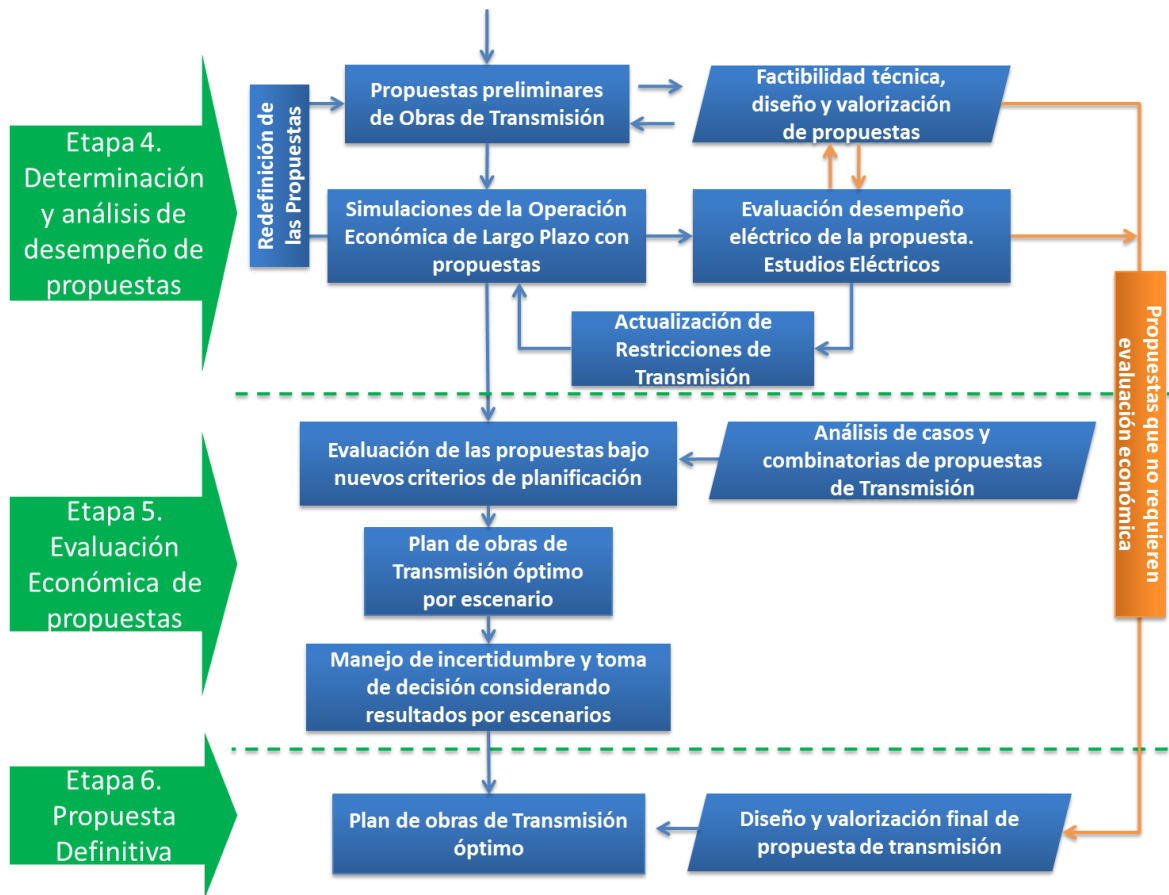


Figura 4-2. Diagrama del proceso Parte 2.

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, para lo cual se 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 59 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.

4.1.1 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 aquellas obras que están definidas en los decretos de expansión de la transmisión; los proyectos de generación y consumo en construcción, y un conjunto 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.

4.1.1.1 Software utilizado

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

- a) Como herramienta para 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 DlgSILENT, con el cual se efectúan los correspondientes estudios de sistemas eléctricos.

4.1.1.2 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 59 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: 59, con información histórica desde 1960 a la fecha.
- ✓ 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.

4.1.1.3 Metodología de evaluación de alternativas de expansión

4.1.1.3.1 Metodología de evaluación económica

En aquellas instalaciones del sistema de transmisión en que se detecta la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelan proyectos a considerar como alternativas de solución. A continuación, se realizan dos simulaciones de operación, para las situaciones con y sin proyecto, en base a una misma política de gestión de embalses. De cada simulación se obtienen los costos de generación térmica, la energía de falla valorizada a costo de falla de larga duración y el agua embalsada al final del horizonte de planificación valorizada a costo marginal², los cuales se consolidan como el promedio sobre las series hidrológicas simuladas. Con los resultados obtenidos de ambas simulaciones, se calcula el valor actual neto (VAN) en caso el proyecto se realice, restando

² Costo marginal obtenido como promedio del último año de simulación.

los beneficios en costos de operación y falla con el costo asociado a cubrir el valor de inversión (VI) y el costo de operación y mantenimiento de la obra (COMA).

La evaluación del proyecto de expansión para un tramo en particular se realiza bajo distintas alternativas de ampliación en el resto de los tramos del sistema, en consecuencia, la determinación de la solución más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación y combinación de las opciones posibles de desarrollo.

Todo lo anterior se enmarca en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión. De esta forma, y en consistencia con lo expuesto en el artículo 87° de la Ley 20.936/2016, la tasa de actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social³ para este tipo de inversiones.

Como parte de las consideraciones de una evaluación social de proyectos, se debe considerar que el costo asociado a la construcción y operación de las alternativas de expansión recomendadas debe ser financiado por el conjunto de la sociedad. En consecuencia, el beneficio de la evaluación del proyecto contabiliza únicamente aquellos flujos sociales netos que se generan a partir de la materialización de éste, sin tomar en cuenta los flujos que constituyen transferencias internas entre agentes de la sociedad. En vista de lo anterior, el VAN social se construye mediante la suma de las evaluaciones de cada uno de los agentes de la sociedad.

En el caso particular del sector eléctrico, el egreso neto social previo a la entrada del proyecto corresponde a aquellos desembolsos empleados para la adquisición de activos y materialización del proyecto, mientras que, durante el periodo de operación, los egresos sociales netos corresponden al COMA. Dado lo anterior, la rentabilidad de la empresa transmisora constituye únicamente una transferencia interna entre los agentes del mercado de suma neta cero, ya que esta transferencia representa un ingreso para el transmisor equivalente al egreso que significa para los consumidores.

La estimación del costo del proyecto se realiza mediante una aproximación de la inversión, utilizando la información disponible más fiable. Esta inversión se distribuye durante el periodo de construcción, previo a la entrada en operación, a partir de un cronograma de inversiones típico para proyectos de la misma naturaleza, lo que permite dar cuenta de los intereses intercalarios que se originan en dicho periodo; en tanto, el COMA se distribuye anualmente desde la fecha en que la obra estudiada entra en operación. Finalmente, se suma el valor residual del COMA para los años de vida útil del proyecto no contenidos en el horizonte de planificación y evaluación, incorporándolo como un costo al final de este horizonte.

A continuación, se presenta un ejemplo de la evaluación de un proyecto genérico, detallado en la tabla 4-1.

³ Informe de Precios Sociales Vigentes 2016, División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Ministerio de Desarrollo Social.

Tabla 4-1. Metodología de la evaluación económica⁴

Proyecto (valores en MUSD)					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	Inversión VI y COMA	Beneficio
2017	COP y F SP (2)	COP y F CP (2)	Δ COP y F (2)	-	Ahorro - Inversión
2018	COP y F SP (3)	COP y F CP (3)	Δ COP y F (3)	VI*0%	Ahorro - Inversión
2019	COP y F SP (4)	COP y F CP (4)	Δ COP y F (4)	VI*1%	Ahorro - Inversión
2020	COP y F SP (5)	COP y F CP (5)	Δ COP y F (5)	VI*2%	Ahorro - Inversión
2021	COP y F SP (6)	COP y F CP (6)	Δ COP y F (6)	VI*15%	Ahorro - Inversión
2022	COP y F SP (7)	COP y F CP (7)	Δ COP y F (7)	VI*50%	Ahorro - Inversión
2023	COP y F SP (8)	COP y F CP (8)	Δ COP y F (8)	VI*32%	Ahorro - Inversión
2024	COP y F SP (9)	COP y F CP (9)	Δ COP y F (9)	COMA	Ahorro - Inversión
2025	COP y F SP (10)	COP y F CP (10)	Δ COP y F (10)	COMA	Ahorro - Inversión
2026	COP y F SP (11)	COP y F CP (11)	Δ COP y F (11)	COMA	Ahorro - Inversión
2027	COP y F SP (12)	COP y F CP (12)	Δ COP y F (12)	COMA	Ahorro - Inversión
2028	COP y F SP (13)	COP y F CP (13)	Δ COP y F (13)	COMA	Ahorro - Inversión
2029	COP y F SP (14)	COP y F CP (14)	Δ COP y F (14)	COMA	Ahorro - Inversión
2030	COP y F SP (15)	COP y F CP (15)	Δ COP y F (15)	COMA	Ahorro - Inversión
2031	COP y F SP (16)	COP y F CP (16)	Δ COP y F (16)	COMA	Ahorro - Inversión
2032	COP y F SP (17)	COP y F CP (17)	Δ COP y F (17)	COMA	Ahorro - Inversión
2033	COP y F SP (18)	COP y F CP (18)	Δ COP y F (18)	COMA	Ahorro - Inversión
2034	COP y F SP (19)	COP y F CP (19)	Δ COP y F (19)	COMA	Ahorro - Inversión
2035	COP y F SP (20)	COP y F CP (20)	Δ COP y F (20)	COMA	Ahorro - Inversión
2036	COP y F SP (21)	COP y F CP (21)	Δ COP y F (21)	COMA	Ahorro - Inversión
Valor Residual 2037			Agua Embalsada	COMA Residual	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN

Periodo de inversión

Fecha Puesta en Servicio

Periodo de operación

Cabe señalar que en la evaluación social de proyectos se deben considerar beneficios y costos sociales directos, junto con las externalidades o efectos indirectos, principalmente desde el punto de vista medioambiental o cultural, sean estos positivos o negativos. Lo anterior, puede ser recogido mediante los denominados precios sociales, tanto de los bienes y servicios generados por el proyecto como de los insumos utilizados. Esto último, se estima tomar en consideración para los siguientes procesos de planificación de la expansión de la transmisión.

4.1.1.3.2 Criterio *minimax regret*

Con la finalidad de tomar la mejor decisión respecto de la alternativa óptima de expansión del sistema de transmisión, considerando la incertidumbre asociada a los futuros escenarios de generación – demanda, en casos específicos, se ha utilizado el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento, el cual es representado con la metodología de la figura 4-3.

En una primera etapa, cada uno de los escenarios generación-demanda en análisis es asumido como certero y se define bajo sus supuestos el plan óptimo de expansión en transmisión, mediante la

⁴ El VI utilizado no incorpora los intereses intercalarios

metodología descrita en el punto anterior. Cada plan óptimo de expansión encontrado es considerado como una posible alternativa de expansión en la transmisión que es evaluada considerando cumplimiento de un escenario distinto al que origina dicho plan, de modo de calcular el arrepentimiento o aumento de costos en caso de haber escogido esa alternativa. Finalmente, se selecciona la alternativa que minimiza el máximo arrepentimiento.

Cabe señalar que para efectos de valorizar los arrepentimientos se ha supuesto que las soluciones de expansión de la transmisión asociadas a una alternativa no necesariamente son fijas en todo el horizonte, puesto que si en el futuro se presenta un escenario generación-demanda distinto, se pueden tomar medidas que permitan adaptar la transmisión al nuevo escenario con el correspondiente retraso.

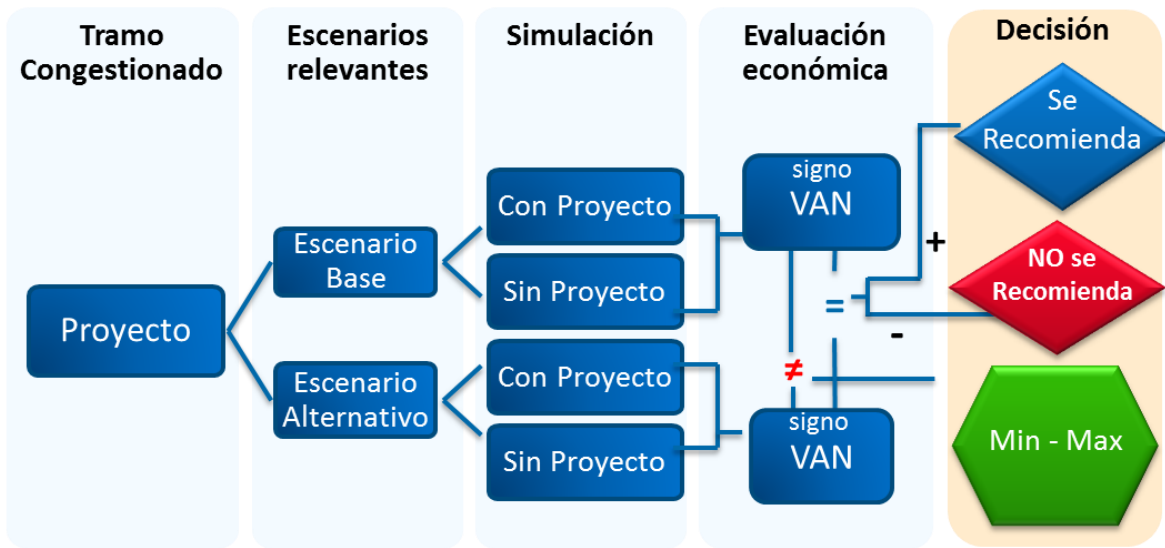


Figura 4-3. Metodología *minimax regret*.

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 4-4.



Figura 4-4. 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 4-5.

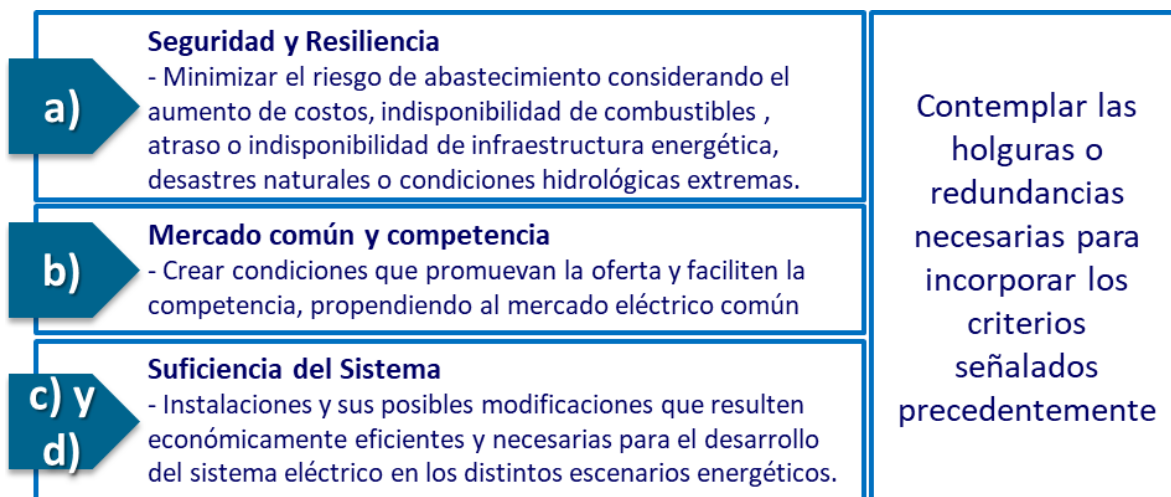


Figura 4-5. Clasificación contenidos Artículo 87°.

4.2.2 Bases conceptuales de la metodología propuesta

La metodología de planificación de la transmisión zonal puede dividirse en tres etapas alineadas con cada uno de los conceptos derivados de la LGSE, los cuales corresponden a suficiencia del sistema, seguridad y resiliencia, y mercado común y competencia; lo anterior permite contemplar de forma transversal las holguras y redundancias necesarias en el sistema.

De esta forma, se puede generar una cartera inicial de proyectos, la cual se somete a criterios de seguridad y resiliencia, obteniendo una nueva cartera de proyectos coherentes con dichos

enfoques. Finalmente, dicho plan se somete a los criterios de mercado común, generando una cartera final de proyectos candidatos a la expansión del sistema de transmisión zonal (PCET) bajo los 3 enfoques indicados en la LGSE. El proceso anteriormente descrito es esquematizado en la figura 4-6.



Figura 4-6. Esquema de elaboración de PCET.

El proceso de evaluación de la metodología de planificación de la transmisión zonal se divide en cuatro etapas:

- **Atributos:** Son los atributos de suficiencia del sistema, seguridad y resiliencia, y de mercado común, de los proyectos candidatos.
- **Criterios de Transmisión Zonal:** Corresponden a las reglas que permiten establecer el cumplimiento de las metas impuestas por los atributos.
- **Proceso de Simulación:** Es el proceso a través del cual se evalúan los criterios, analizando tanto técnica como económicamente las alternativas que dan solución a los puntos críticos identificados.
- **Alternativas:** Corresponden a las alternativas técnicas y económicamente seleccionadas, para cumplir con los criterios de suficiencia, seguridad y resiliencia, y de mercado común y competencia.

La figura 4-7 presenta un diagrama con el proceso de ejecución de las cuatro etapas mencionadas.

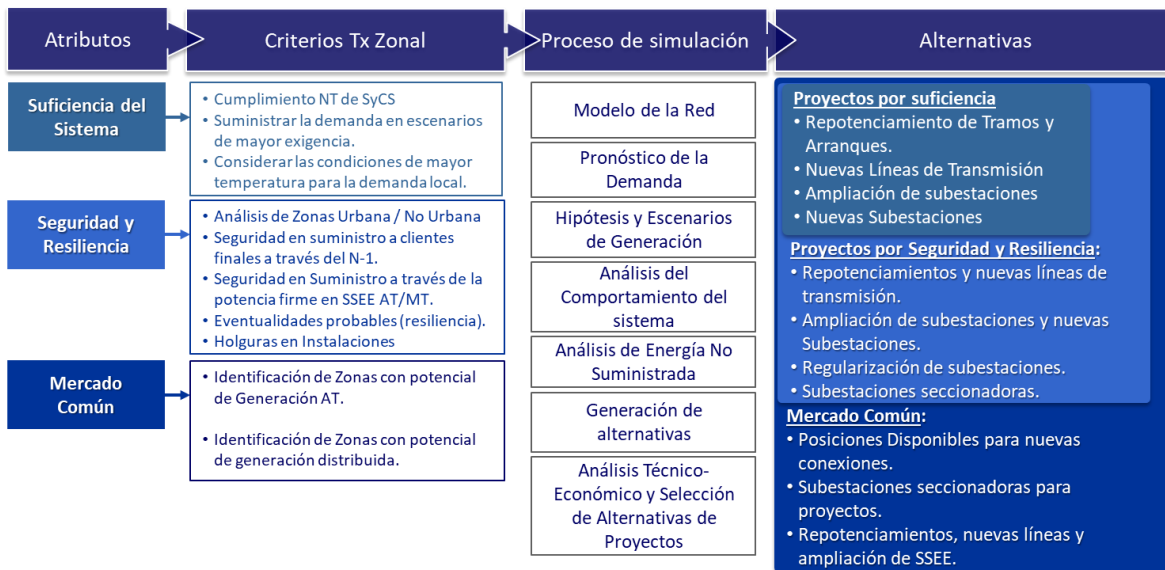


Figura 4-7. Conceptualización del proceso metodológico de planificación del sistema de transmisión zonal.

La propuesta de criterios aplicados a la transmisión zonal es la mostrada en la tabla 4-2.

Tabla 4-2. Criterios propuestos para el sistema de transmisión zonal.

Criterios		
Suficiencia	Seguridad y Resiliencia	Mercado Común
<ul style="list-style-type: none"> Suministrar la demanda en escenarios de mayor exigencia Considerar las condiciones de mayor temperatura para la demanda local Incorporar restricciones operativas 	<ul style="list-style-type: none"> Criterio N-1 Criterios de potencia firme en subestaciones Eventualidades de alto impacto poco probables 	<ul style="list-style-type: none"> Identificación de zonas con potencial de generación AT Identificación de zonas con potencial de generación distribuida.
Holgura		

Durante el presente ejercicio se aborda principalmente la suficiencia de los sistemas zonales, toda vez que esta está relacionada directamente con el abastecimiento de la demanda.

4.2.3 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 4-8 presenta la distribución de las seis zonas mencionadas.

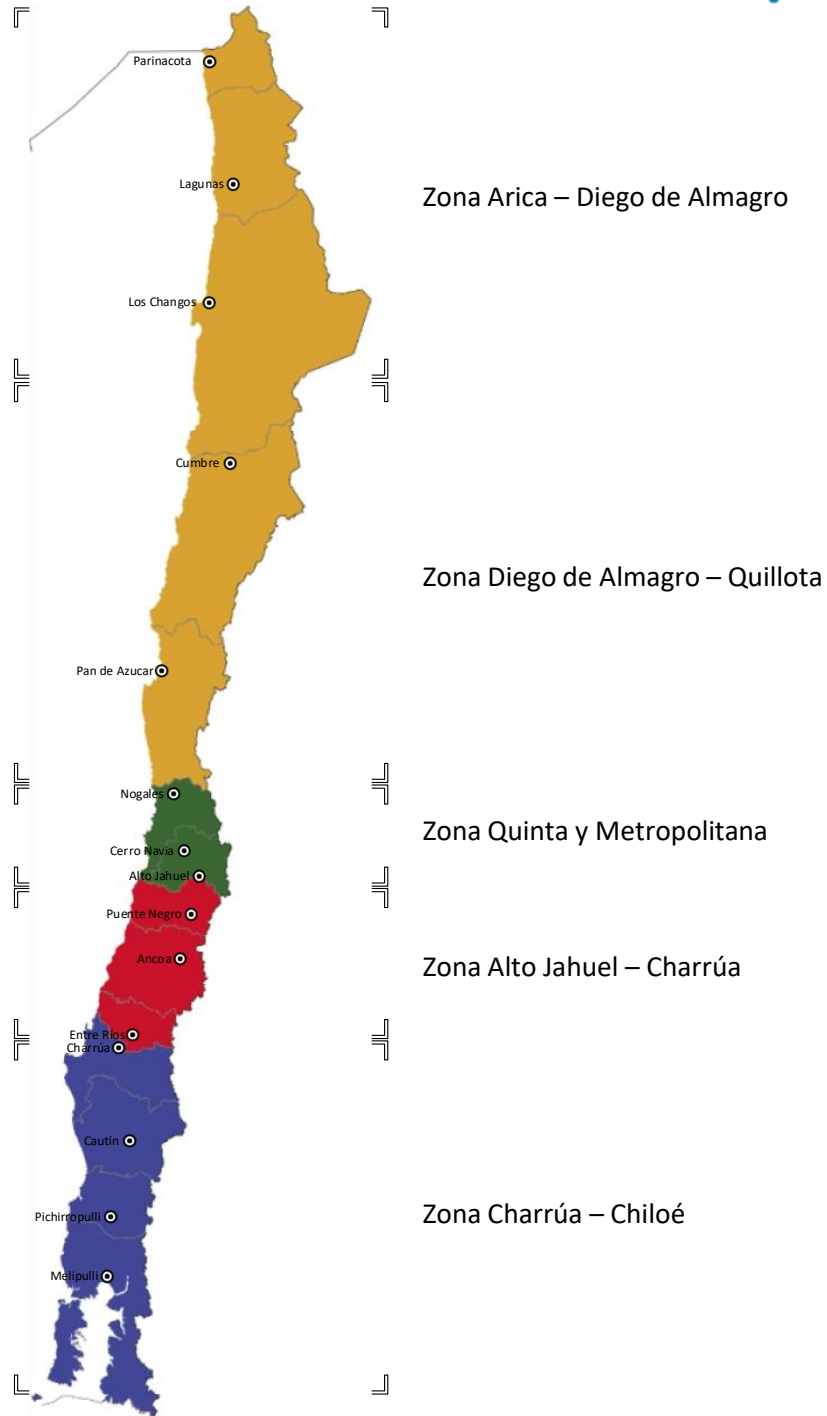


Figura 4-8. Determinación de zonas geográficas para el análisis del diagnóstico de los sistemas de transmisión.

4.2.3.1 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 4-9.

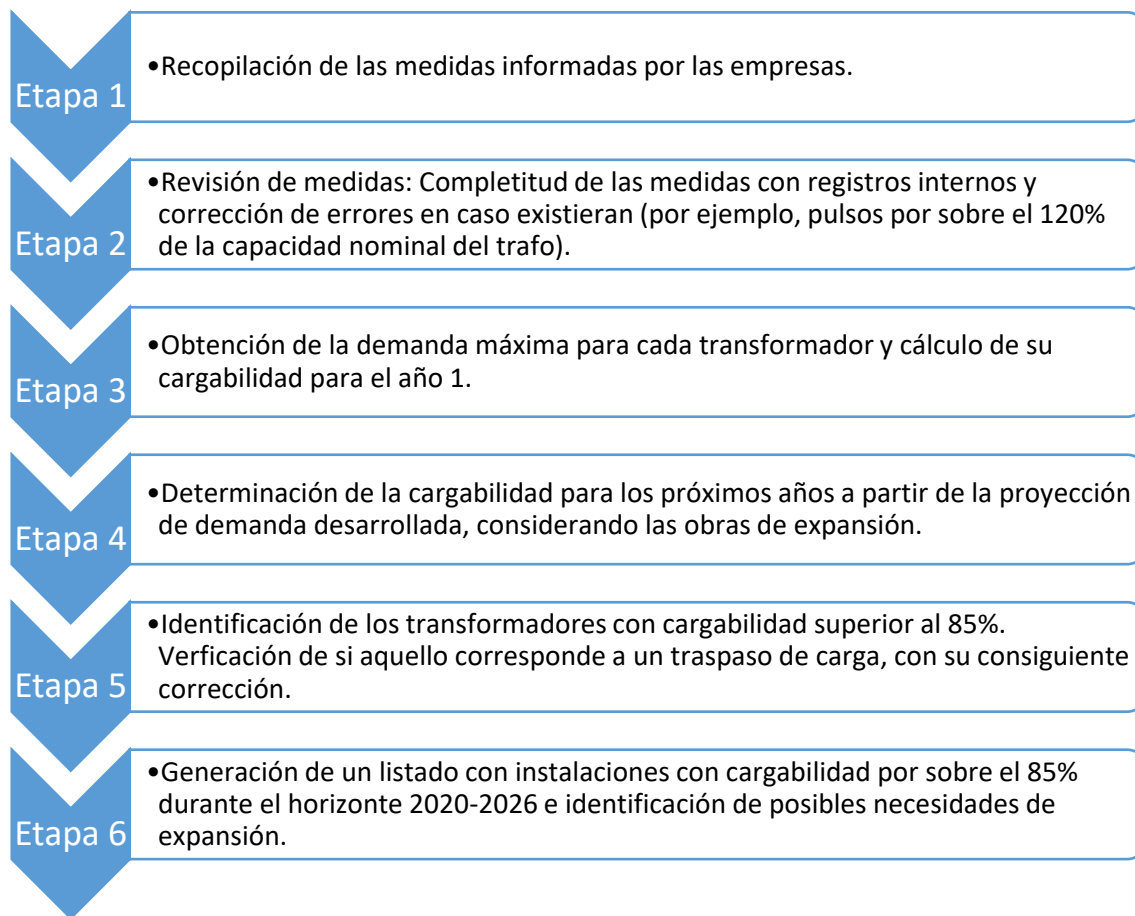


Figura 4-9. Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT.

La información solicitada a cada una de las empresas de transmisión zonal y de distribución propietarias, corresponde a las demandas transitadas por cada uno de sus transformadores de poder, con resolución horaria para el año 2019, además de las máximas históricas para el periodo 2012 – 2020, y sus proyecciones de uso para el periodo 2020 – 2041.

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas de modelos de proyección de demanda 2020 - 2040 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 Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2020 – 2030 adjunto en el Apéndice II de este informe.

Las tasas de crecimiento empleadas por zona son las indicadas en la figura 4-10.

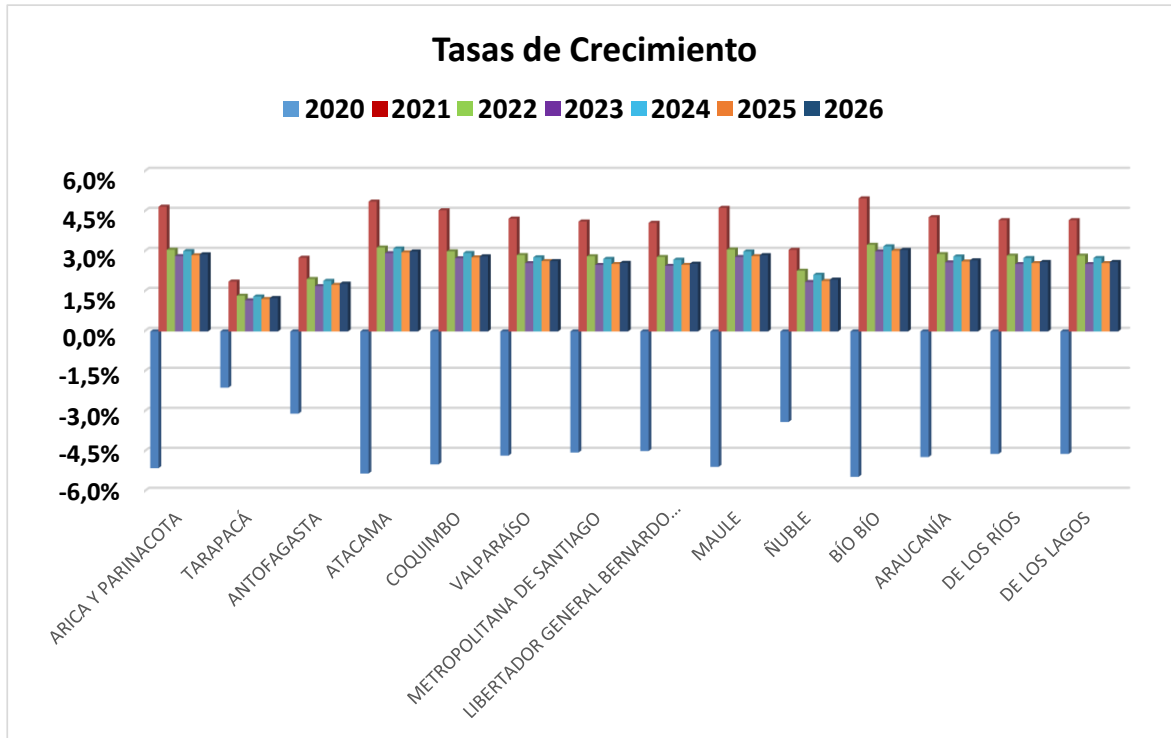


Figura 4-10. Tasas de crecimiento por regiones periodo 2020-2026.

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.

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 2020-2026 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.

La tabla 4-3 indica el estado de la información proporcionada por cada una de las empresas participantes.

Tabla 4-3. Estado de recepción de la información de empresas distribuidoras.

Empresa Propietaria	N° de transformadores informados	Estado de recepción de la información
CGE Distribución S.A.	358	Recibida
Chilquinta Energía S.A.	59	Recibida
Colbún S.A.	5	Recibida
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER LTDA	1	No Recibida
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó LTDA.	3	Recibida
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	7	Recibida
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	5	Recibida
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	1	No Recibida

Engie Energía Chile S.A.	21	Recibida
Eléctrica Puntilla S.A.	1	Recibida
Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.	7	Recibida
Enel Distribución Chile S.A.	161	Recibida
Luzlinares S.A.	6	Recibida
Luzparral S.A.	4	Recibida
Palmucho S.A.	1	Recibida
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	69	Recibida
Transec S.A.	19	Recibida

4.2.3.2 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 detalles en este ejercicio de planificación, el estado de suficiencia de las instalaciones zonales correspondientes a líneas de transmisión y transformación AT/AT. La figura 4-11 presenta un esquema de la metodología considerada en el diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

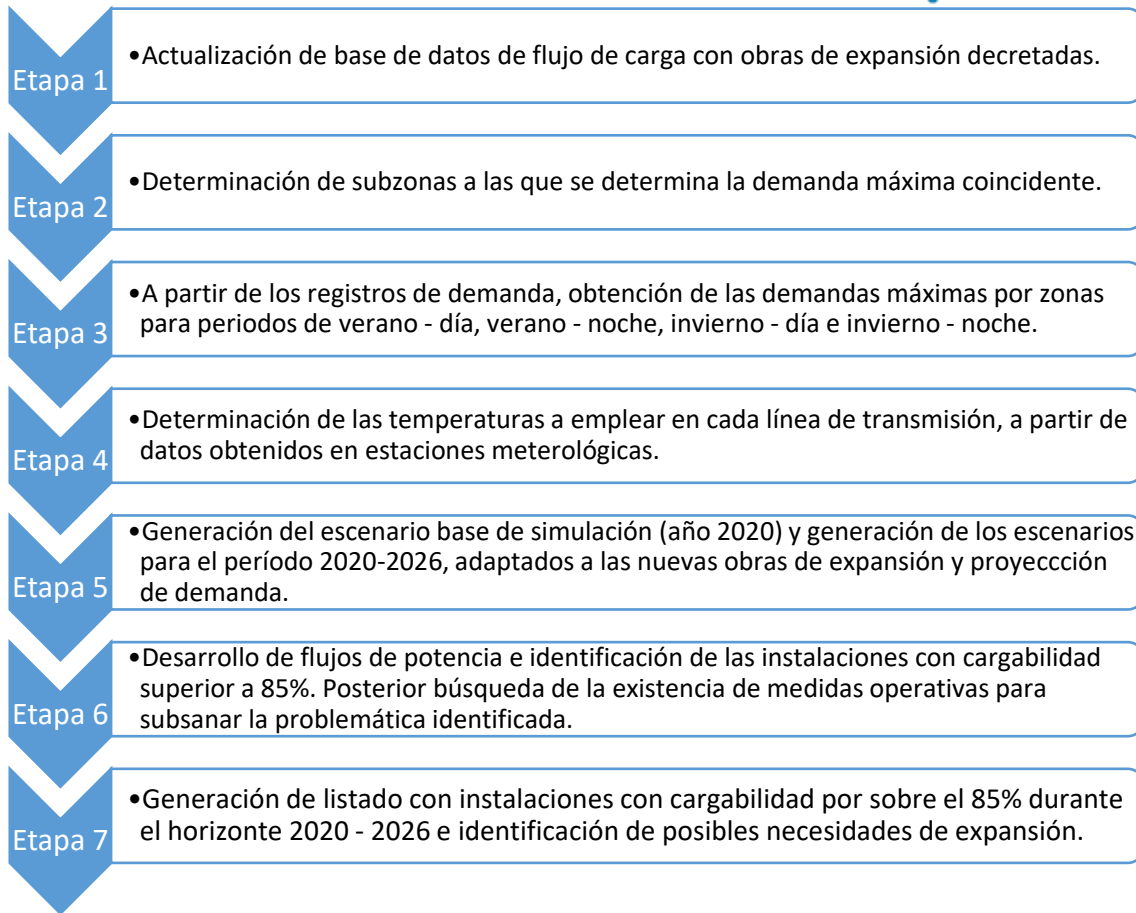


Figura 4-11. Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión.

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 Coordinador⁵.

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.

⁵ Sitio web de Información Técnica del Coordinador: <https://infotecnica.coordinador.cl/>

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.

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.

5 DIAGNÓSTICO

Las instalaciones de transmisión de energía eléctrica, tal como ocurre con las obras de infraestructura que proveen servicios básicos a la población, requieren de una planificación mediante estudios periódicos, que incorporen y reflejen tanto las condiciones presentes como las esperadas, del sistema y la industria a la cual sirven. Lo anterior, tiene relación con la necesidad de tomar las decisiones de inversión en obras que deban comenzar su desarrollo temprano. Junto con ello, la visión de urgencia debe ser coherente con las posibilidades de desarrollo de largo plazo, que direccionen la toma de decisión presente con proyectos que puedan ser parte de soluciones consistentes con proyectos de expansión más globales y flexibles.

El Coordinador Eléctrico Nacional ha desarrollado el ejercicio de la metodología explicada en el párrafo precedente, estableciendo una conexión directa entre la proyección de demanda para el período de análisis, con los escenarios de generación estudiados. La conjunción de ambas variables, junto con la red de transmisión actual y las obras ya decretadas, dan lugar a los flujos a través de todos los elementos de la red, los cuáles se visualizan en primera instancia en el Sistema de Transmisión Nacional y luego en los Sistemas de Transmisión Zonales, permitiendo con ello satisfacer las necesidades energéticas de los consumidores finales. Ciertamente, este análisis también incorpora generadores distribuidos, quienes materializan su inyección desde distribución (caso PMGD), o desde la Transmisión Zonal (caso PMG). Adicionalmente, el análisis ha considerado planes de Electromovilidad vigentes, que impactan en la proyección de demanda futura.

De este modo, siempre buscando un planteamiento armónico del diagnóstico, estudio y posteriores recomendaciones para el Sistema Eléctrico Nacional, es que se ha segmentado el análisis en zonas, las cuáles en primera instancia analizan el comportamiento de flujos en las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión Nacional. Dichos flujos, para cada escenario analizado y puesto a prueba, son en último término la entrada a las redes zonales de las cuales dispone el planificador para la realización de sus análisis.

La realización del análisis de flujos esperados en el Sistema de Transmisión Nacional corresponde a una modelación de Coordinación Hidrotérmica, la cual, incorporando toda la información técnica que proveen las empresas de generación, propietarios de transmisión y clientes, en un horizonte de planificación de 20 años, minimiza los costos totales actualizados de abastecimiento eléctrico, correspondientes a la suma de los costos de operación y racionamiento para el período analizado. Luego, a partir de la proyección realizada, se obtiene el comportamiento de cada instalación incorporada en la modelación. Considerando que el Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por poseer una matriz de generación hidrotérmica, la modelación para la coordinación hidrotérmica incluye una representación de las 59 hidrologías contenidas en la estadística del sistema, lo cual permite reflejar la incertidumbre hidrológica de la generación cuyo insumo principal es el agua. Adicionalmente, debido al comportamiento hidrológico de los últimos años, lo anterior también se contrasta con escenarios en los cuales se reduce la muestra hidrológica (últimos 20 años), buscando dar cuenta de períodos con menor disponibilidad del recurso.

Por otro lado, el análisis de flujos esperados en el Sistema de Transmisión Zonal se realiza tomando en consideración la simulación sistémica de estos sistemas, que considera todas las instalaciones con tensión igual o superior a 13,2 kV, los que abastecen a los Sistemas de Distribución de las diferentes zonas. Luego, las instalaciones zonales se estresan con el estudio del comportamiento de la red en las peores condiciones, o visto de otro modo, el análisis de demanda máxima coincidente para temporadas de invierno y verano, para el horizonte de análisis 2020-2026.

Fruto de este conjunto de simulaciones es la determinación de los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/MT, presentes en subestaciones primarias de distribución; transformadores AT/AT y las líneas de transmisión zonal. En total, se diagnostican 690 transformadores AT/MT, 158 transformadores AT/AT y 930 líneas zonales. A continuación, se presenta una caracterización de las 6 zonas que fueron estudiadas, junto con un diagnóstico inicial de las situaciones identificadas.

5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de Arica – Diego de Almagro abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km². Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 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 se extiende a lo largo de 980 km aproximadamente, comprendiendo las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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

La figura 5-1 presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de mayor tensión.

El Sistema de Transmisión Nacional que alimenta a esta zona comprende líneas de transmisión, con una extensión cercana a 2.500 km, las que presentan niveles de tensión de 500 y 220 kV. Este sistema se muestra en la figura 5-2, que se caracteriza por la información entregada en la tabla 5-1.



Figura 5-1. Mapa geográfico de la zona Arica – Diego de Almagro.

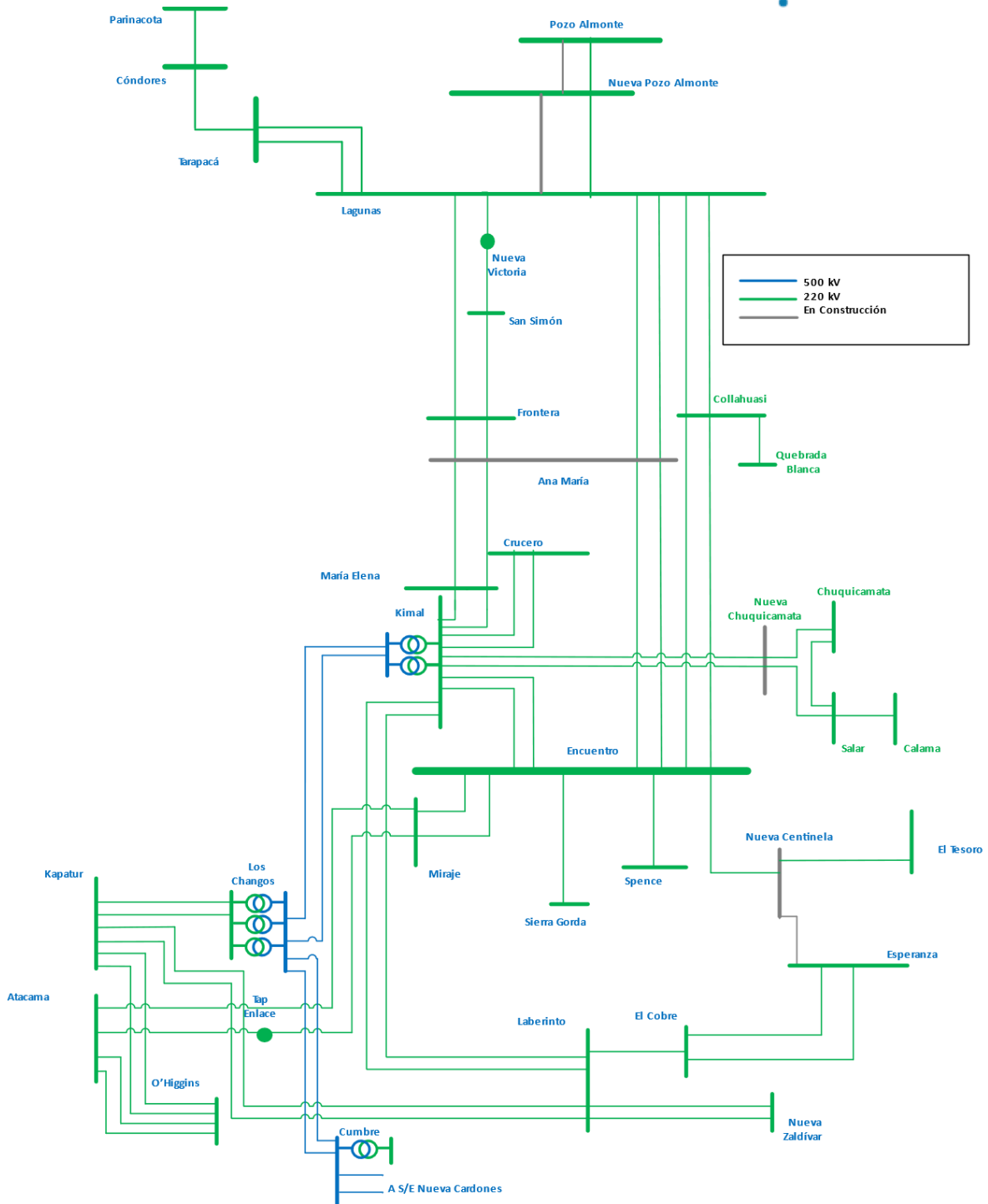


Figura 5-2. Sistema de Transmisión Nacional de la zona Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-1. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @30°C	Fecha PES
L. Atacama – Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. Chuquicamata – Nueva Chuquicamata	220	1	391	Oct-22
L. Cóncores – Parinacota	220	1	166	Existente
L. Crucero – Kimal	220	2	896	Existente
L. El Cobre – Esperanza	220	2	262	Existente
L. Encuentro – Kimal	220	2	896	Existente
L. Encuentro – Miraje	220	2	324	Existente
L. Encuentro – Sierra Gorda	220	1	324	Existente
L. Esperanza – Centinela	220	1	165	Oct-21
L. Kapatu – Los Changos	220	2	1.637	Existente
L. Kimal – Nueva Chuquicamata	220	1	516	Oct-22
L. Laberinto – El Cobre	220	1	255	Existente
L. Laberinto – Kapatu	220	2	255	Existente
L. Laberinto – Kimal	220	2	276	Existente
L. Laberinto – Nueva Zaldívar	220	2	293	Existente
L. Lagunas – Encuentro	220	2	315	Existente
L. Lagunas – Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Lagunas – Nueva Victoria	220	1	211	Existente
L. María Elena – Frontera	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
L. O’Higgins – Kapatu	220	2	774	Existente
L. Pozo Almonte – Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Salar – Calama Nueva	220	1	322	Existente
L. Salar – Chuquicamata	220	1	437	Existente
L. Salar – Nueva Chuquicamata	220	1	482	Oct-22
L. San Simón – Nueva Victoria	220	1	290	Existente
L. San Simón – Frontera	220	1	199	Existente
L. Tarapacá – Cóncores	220	1	166	Existente
L. Tarapacá – Lagunas	220	2	217	Existente
L. Cumbre – Nueva Cardones	500	2	2.457	Existente
L. Los Changos – Cumbre	500	2	2.037	Existente
Nueva Línea 2x220 kV Pozo Almonte – Nueva Pozo Almonte	220	1	260	Feb-22
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido del primer circuito	220	1	260	Oct-24
Autotransformadores S/E Los Changos	525/230/66 kV	3	3x250/250/51	Existente

A su vez, el Sistema Zonal estudiado en esta área se compone por un total de 27 líneas de transmisión zonal, cuya extensión alcanza cerca de 390 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV y 66 kV. En este sistema, predominan las líneas de 110 kV, las que abarcan 300 km de longitud aproximadamente.

El sistema zonal en general opera de forma radial y se abastece principalmente a través de líneas de 220 kV.

Las principales subestaciones encargadas de abastecer los sistemas de transmisión zonal son:

- S/E Arica
- S/E Parinacota
- S/E Cóndores
- S/E Esmeralda
- S/E Tocopilla
- S/E Pozo Almonte
- S/E Calama

En este sistema los consumos son principalmente asociados a clientes libres del rubro minero, en donde las líneas del Sistema Zonal corresponden aproximadamente sólo al 4% del total de kilómetros de líneas instaladas.

La figura 5-3 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.

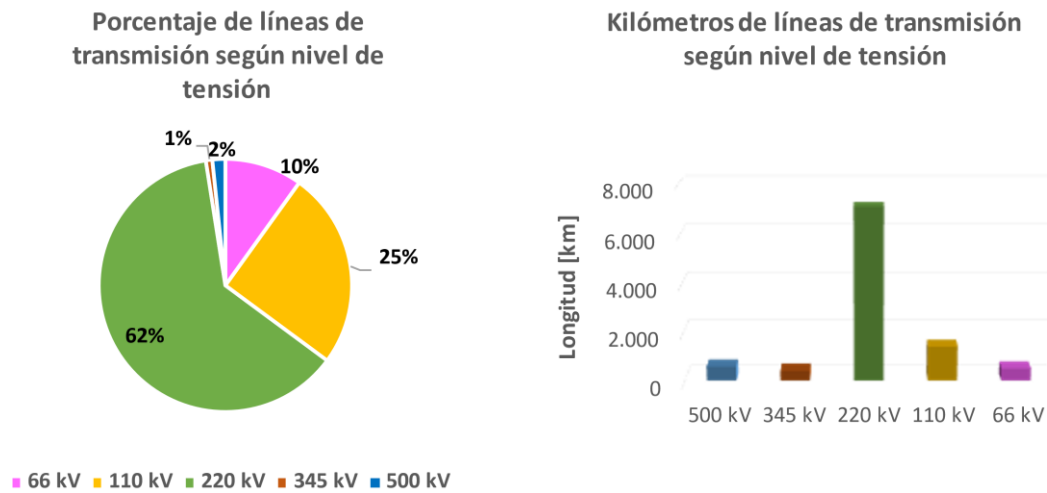


Figura 5-3. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Arica – Diego de Almagro.

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 5-4, se muestran los transformadores agrupados por capacidad de transformación y por niveles de tensión en los devanados de alta.

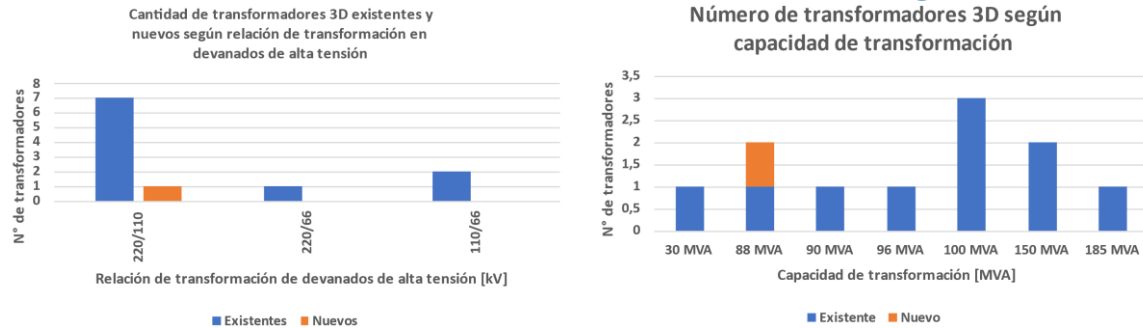


Figura 5-4. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la figura 5-4, es instalado en la S/E Capricornio con una fecha estimada de entrada en operación en el primer trimestre 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 5-5 se muestran los transformadores AT/MT clasificados por capacidad de transformación.

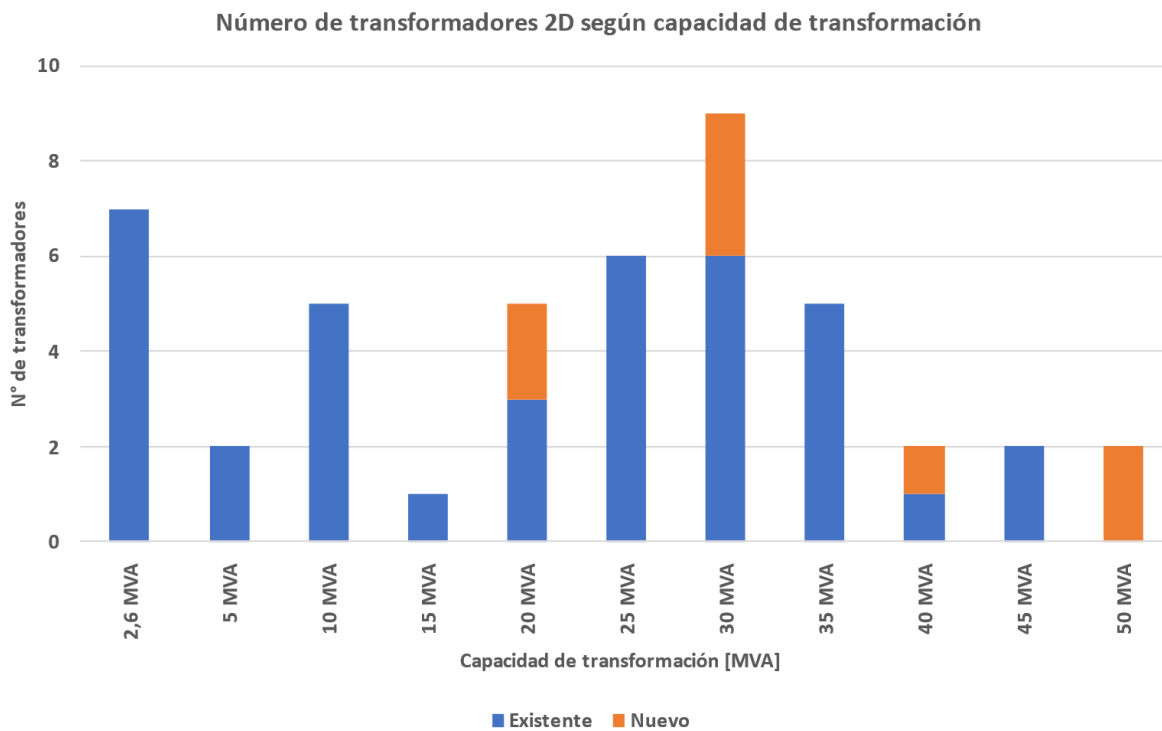


Figura 5-5. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

De la figura 5-5 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 el primer trimestre del año 2021.

5.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

En lo que respecta a los análisis de las instalaciones zonales, la temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis se presenta en la tabla 5-2, donde se determinan las temperaturas máximas para cada uno de los periodos analizados, a través de las referencias indicadas en la metodología descrita en los capítulos introductorios.

Tabla 5-2. 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 5-3 a la tabla 5-6, 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°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-3. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Arica – Diego de Almagro.

Obras Zonales de Expansión	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 en S/E Parinacota	Verano 2021
Ampliación en S/E Cóndores	Verano 2021
Ampliación en S/E Calama	Verano 2021
Ampliación en S/E Quiani	Verano 2021

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora La Negra 220/110 kV	Verano 2023
Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento	Invierno 2023

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Centro	Invierno 2022
Ampliación en S/E Pozo Almonte	Invierno 2022
Ampliación en S/E Tamarugal y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Invierno 2022
Seccionamiento Línea 1x110 kV Arica - Poco Almonte S/E Dolores	Invierno 2022
Ampliación en S/E Calama 110 kV	Invierno 2022
Ampliación en S/E Chinchorro	Invierno 2022

Tabla 5-6 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Arica – Diego de Almagro.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Palafitos	Verano 2024

5.1.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-6 a la figura 5-26, 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. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice IV, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

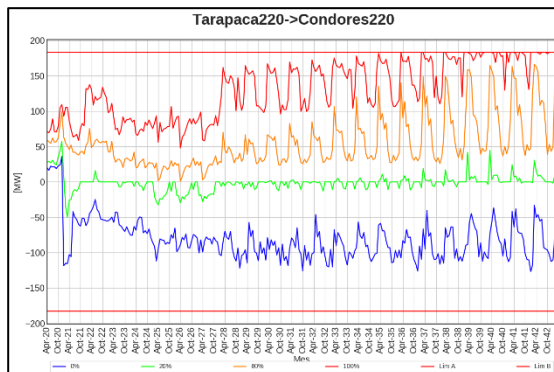


Figura 5-6. Utilización esperada tramo 220 kV Tarapacá - Cóndores.

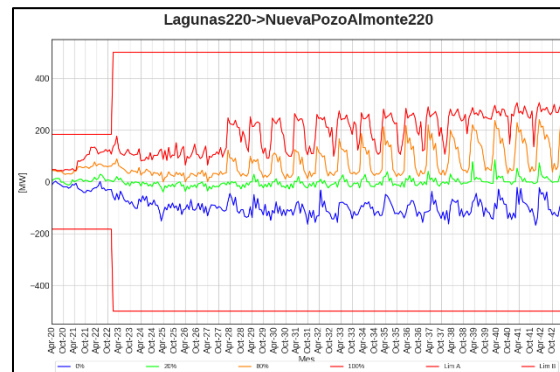


Figura 5-7. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte.

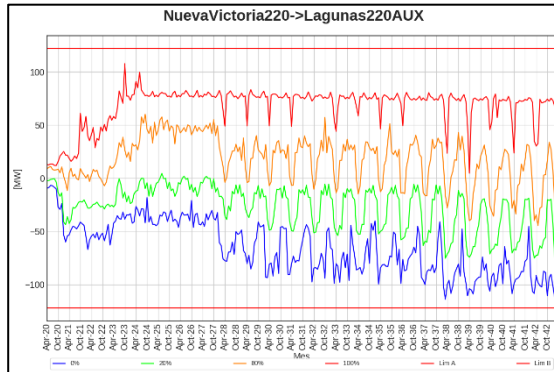


Figura 5-8. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Victoria - Lagunas.

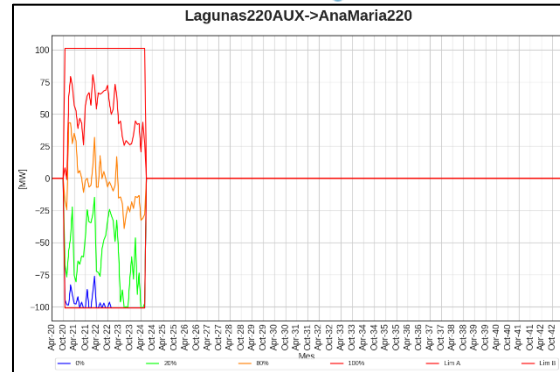


Figura 5-9. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas – Ana María.

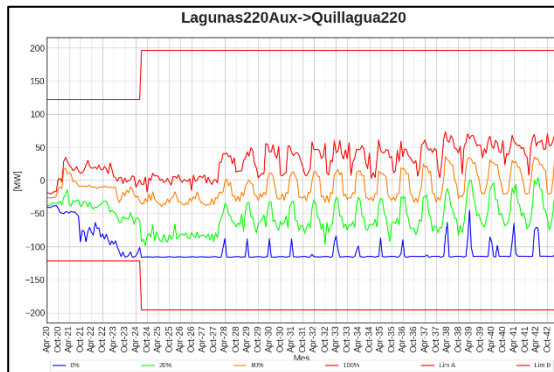


Figura 5-10. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Frontera.

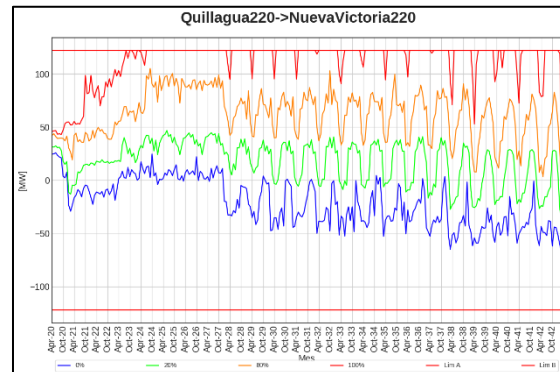


Figura 5-11. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – Nueva Victoria.

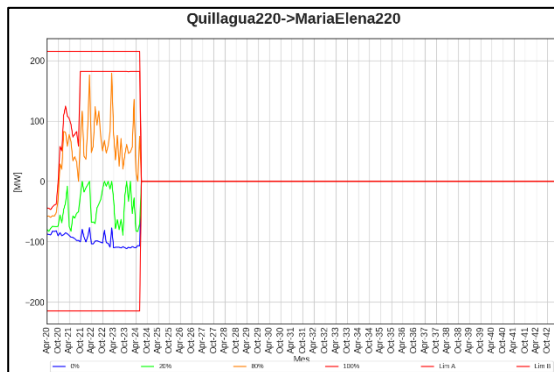


Figura 5-12. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – María Elena.

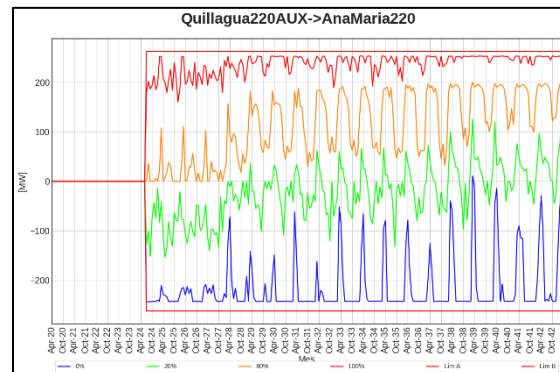


Figura 5-13. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – Ana María.

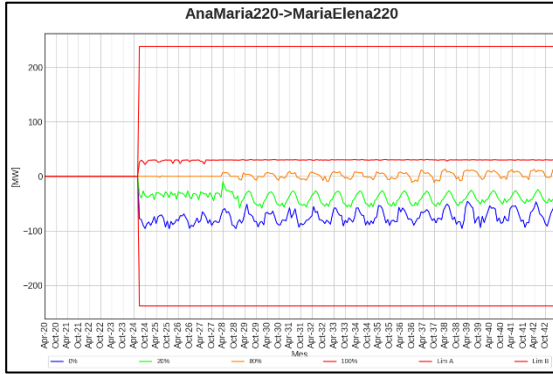


Figura 5-14. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María - María Elena.

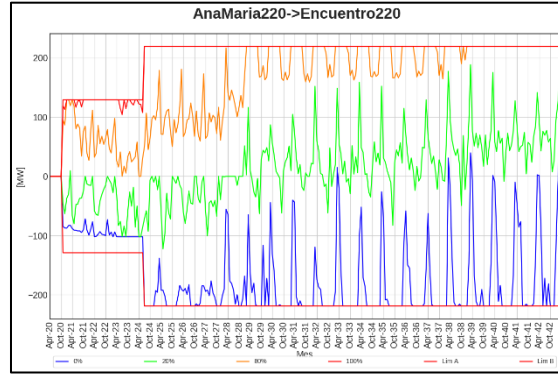


Figura 5-15. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María - Encuentro.

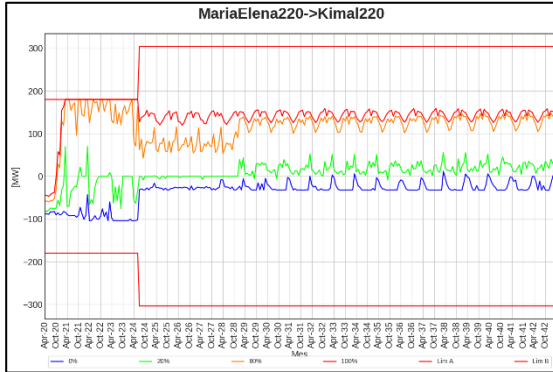


Figura 5-16. Utilización esperada tramo 220 kV María Elena - Kimal.

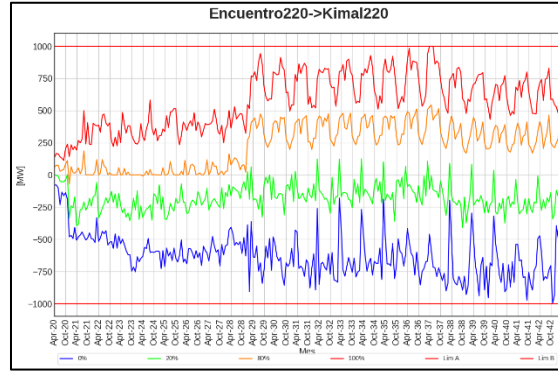


Figura 5-17. Utilización esperada tramo 220 kV Encuentro - Kimal.

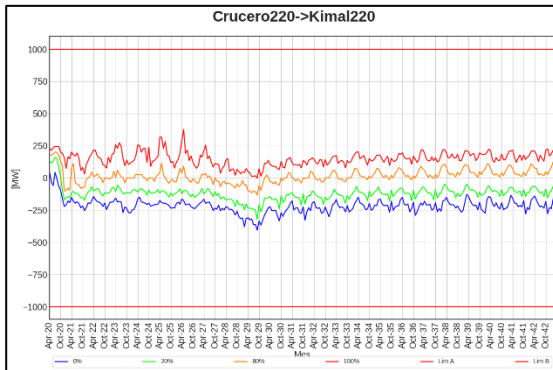


Figura 5-18. Utilización esperada tramo 220 kV Crucero - Kimal.

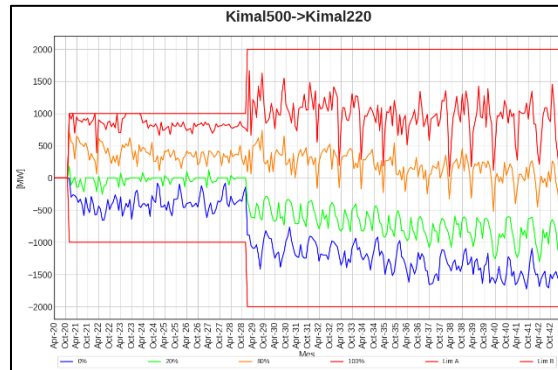


Figura 5-19. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Kimal.

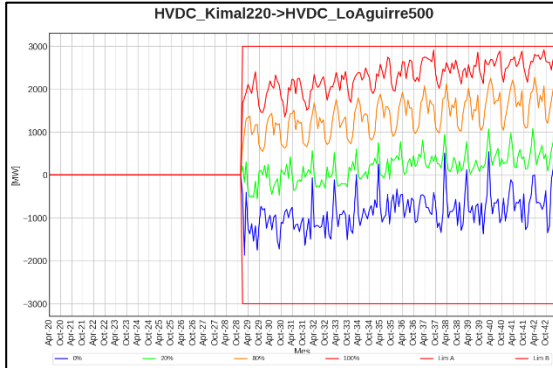


Figura 5-20. Utilización esperada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

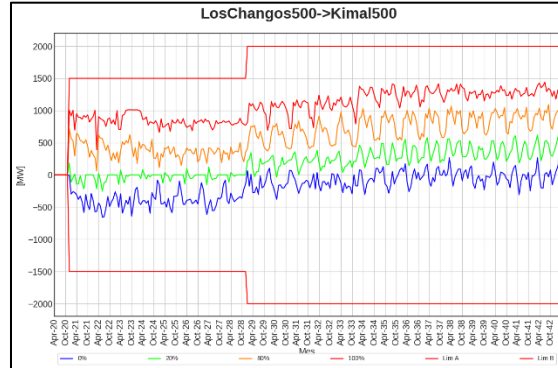


Figura 5-21. Utilización esperada tramo 500 kV Los Changos – Kimal.

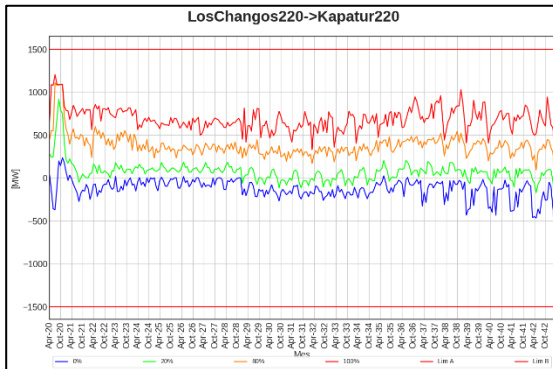


Figura 5-22. Utilización esperada tramo 220 kV Los Changos – Kapatur.

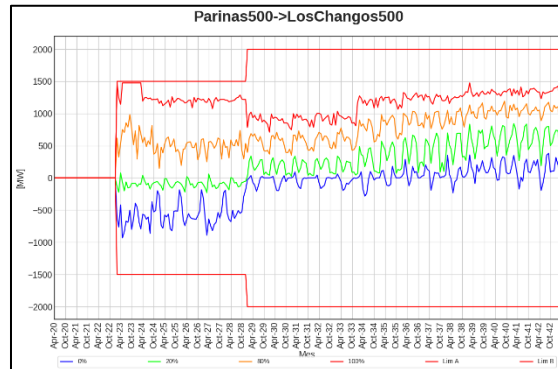


Figura 5-23. Utilización esperada tramo 500 kV Parinas – Los Changos.

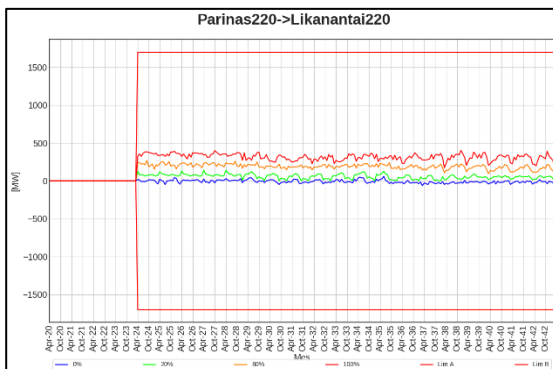


Figura 5-24. Utilización esperada tramo 220 kV Parinas – Likanantai.

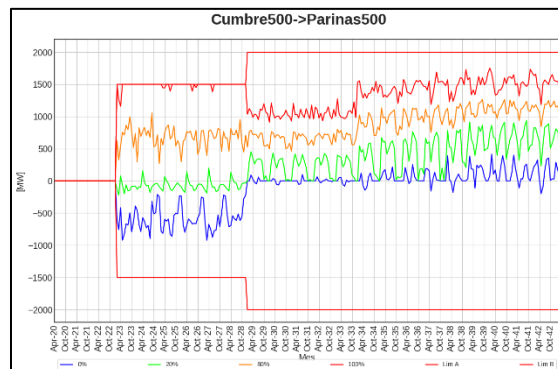


Figura 5-25. Utilización esperada tramo 500 kV Cumbre - Parinas.

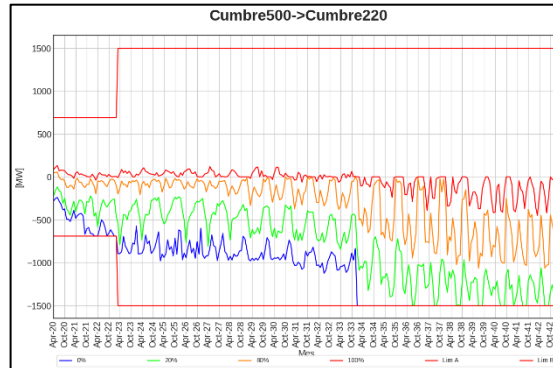


Figura 5-26. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Cumbre.

5.1.3.1 Comentarios

- Se observan congestiones en el corredor María Elena – Kimal en el periodo 2021 – 2023, previo a la puesta en servicio del refuerzo del corredor de 220 kV Frontera – Kimal, del Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, correspondiente al año 2019 aprobado en la RE N°252 de 2020.
- Se observan congestiones entre Ana María – Encuentro a partir del año 2029 con flujos hacia el sur. Esto se debe al gran desarrollo de proyectos fotovoltaicos presente en la zona entre SS/EE Lagunas y Kimal y la incorporación del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre.
- Se observa la disminución de las transferencias en el corredor de 500 kV al concretarse la entrada del sistema HVDC.
- No se observa la ocurrencia de otras situaciones de congestión en este sistema. Lo anterior se explica principalmente por los proyectos de transmisión que se encuentran en construcción o decretados, los que permiten aumentar la capacidad de transporte en operación.

5.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, se observa que el periodo actual 2020 no presenta sobrecargas. La figura 5-27 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el año 2026 (año 2020 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%

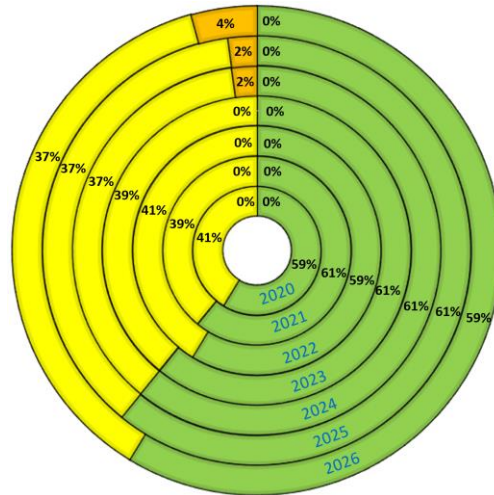


Figura 5-27. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

El análisis de la figura 5-27 permite observar que al año 2026, el 4% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe una cargabilidad de entre 85% y el 100% de su capacidad.

A continuación, la tabla 5-7 presenta el listado de transformadores que reducen su cargabilidad dada alguna solución vigente en el horizonte de análisis.

Tabla 5-7. Transformadores con solución en zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión
ANTOFAGASTA 110/13,8 kV N°1 30 MVA	Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV DE N°418/2017
CENTRO 110/23 kV N°1 41 MVA	Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV DE N°418/2017
CENTRO 110/13.8 kV N°2 41 MVA	Ampliación en S/E Centro DE N°198/2019
LA PORTADA 110 / 23 KV N°1 20 MVA	Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV DE N°418/2017
LA PORTADA 110/23 KV N°3 20 MVA	Nueva S/E Guardiamarina 110/23-13 kV DE N°418/2017
CALAMA 110/23 KV N°1 33 MVA	Ampliación en S/E Calama DE N°418/2017
CALAMA 105/23 KV N°4 33 MVA	Ampliación en S/E Calama DE N°418/2017
CHINCHORRO 66/13,8 kV 30 MVA	Ampliación en S/E Chinchorro DE N°198/2019
POZO ALMONTE 23/13.8 kV 30 MVA	Ampliación en S/E Pozo Almonte DE N°198/2019
QUIANI 66/13.8 kV N°1 5,6 MVA	Ampliación en S/E Quiani DE N°418/2017
QUIANI 66/13.8 kV N°2 5,6 MVA	Ampliación en S/E Quiani DE N°418/2017
PALAFITOS 110/13.8 Kv 33 MVA	Ampliación en S/E Palafitos (NTRATMT) DE N°171/2020

5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 10 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-28 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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

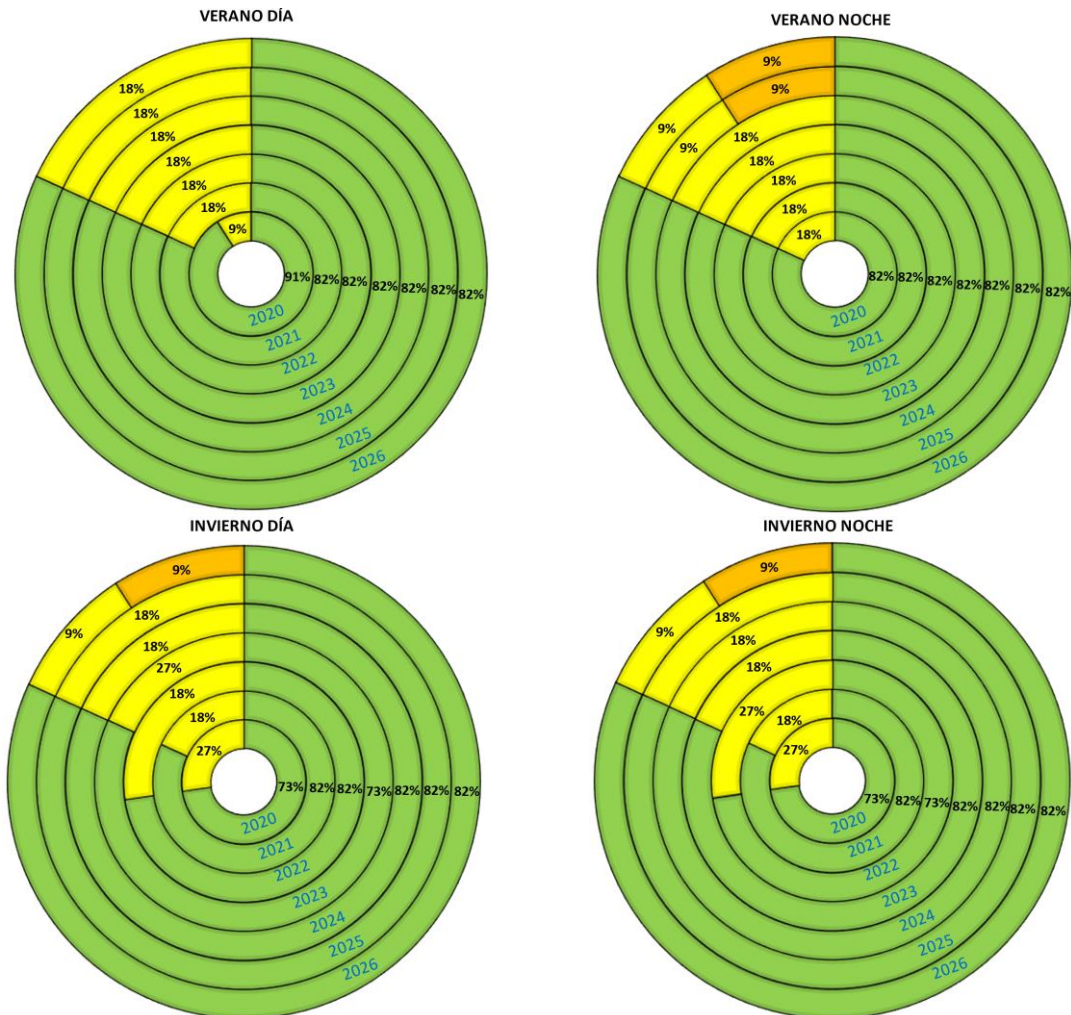


Figura 5-28. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Arica – Diego de Almagro.

La figura 5-28 permite observar cargabilidades entre el 85% y 100% al final del horizonte de análisis. Este porcentaje en naranja corresponde a cargabilidades entre este rango del transformador de S/E Esmeralda 220/115/13,5 kV 150 MVA. Sin perjuicio de lo anterior, no se identifican sobrecargas en equipos AT/AT en esta zona de estudio.

5.1.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 27 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-29 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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

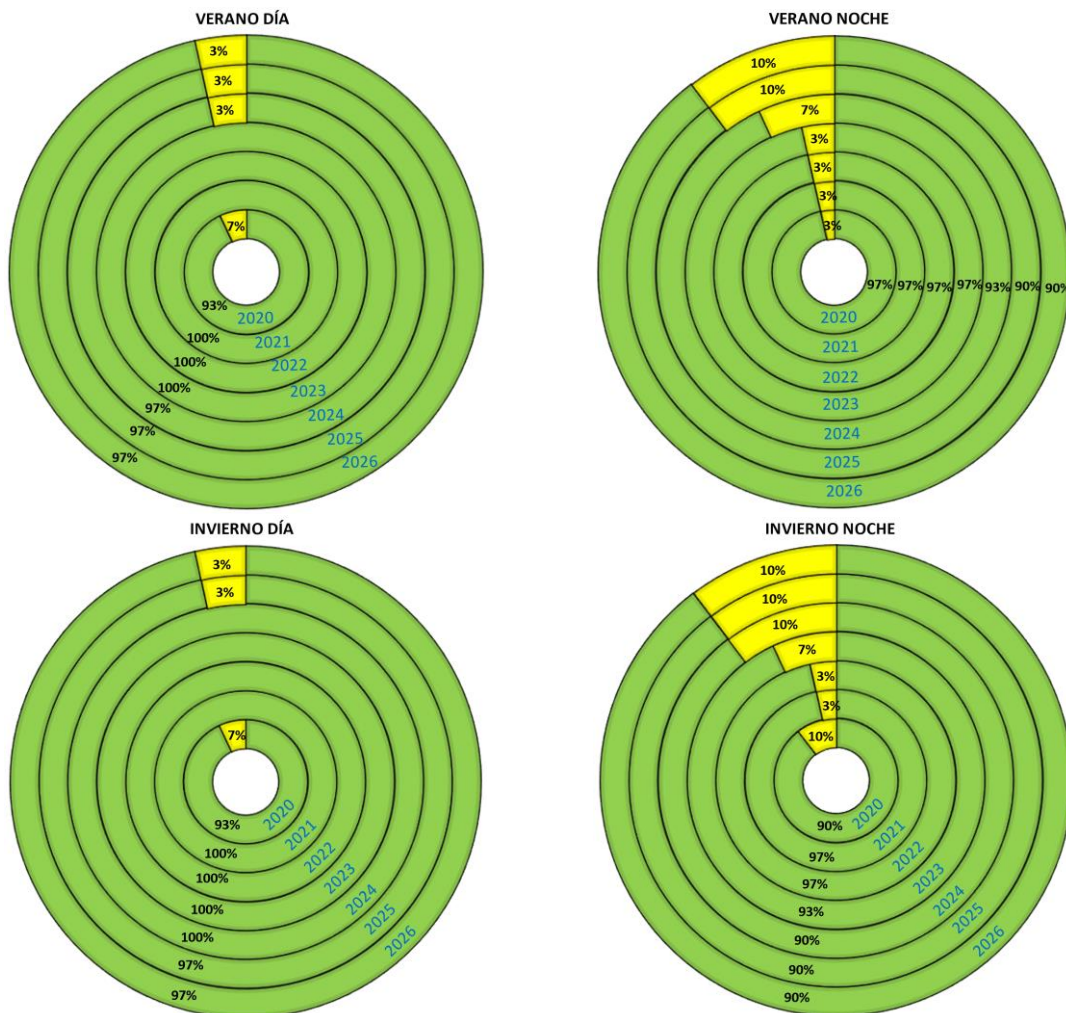


Figura 5-29. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Arica – Diego de Almagro.

En la figura 5-29 no se observan escenarios con líneas que presenten sobrecarga en los escenarios analizados.

5.1.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-8, 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 5-8. 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 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.
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	a) Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta. b) Línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota limitada por TTCC en extremo S/E Cóndores. c) 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
Capacidad de ruptura de los interruptores de 220 kV de S/E Crucero	Imposibilidad de operar enmallado el sistema 220 kV Crucero - Kimal - Encuentro
Línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro	Línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza	Línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza limitada por TTCC en extremo S/E El Tesoro.
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 → Sur y por estabilidad de tensión en transferencias Sur → 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.

5.1.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.1.9 SENSIBILIDAD PMGD

La tabla 5-9 muestra los resultados del análisis de sensibilidad realizado para la generación PMGD presente en la zona de Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-9. Resultados del análisis de generación PMGD en la zona de Arica – Diego de Almagro.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia	Observaciones
Tarapacá	S/E Alto Hospicio	Parcela	Minihidro Santa Rosa	1.25	Sin observaciones
		Boro	Minihidro Alto Hospicio	1.1	Sin observaciones
		Boro	Minihidro El Toro N°2	1.1	Sin observaciones
	S/E Palafitos	Palafitos	Zofri	5.83	Sin observaciones; Problemas de holgura futuros solucionados por Ampliación en S/E Palafitos del DE N°171/2020
		Palafitos	Estandartes	6.25	Sin observaciones
S/E Pozo Almonte	Pozo Almonte	Pas 1	9	Sin observaciones	
Antofagasta	S/E Calama	Chorrillos	Calama Solar I	9	Sin observaciones

5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km². Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 1.134.271 habitantes, lo que corresponde al 6,5% de la población total del país.

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

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.

La figura 5-30 presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de más alta tensión. Las instalaciones del sistema de transmisión que se encuentran en la zona son esquematizadas en la figura 5-31, las cuales a su vez son individualizadas con información relevante en la tabla 5-10. 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.

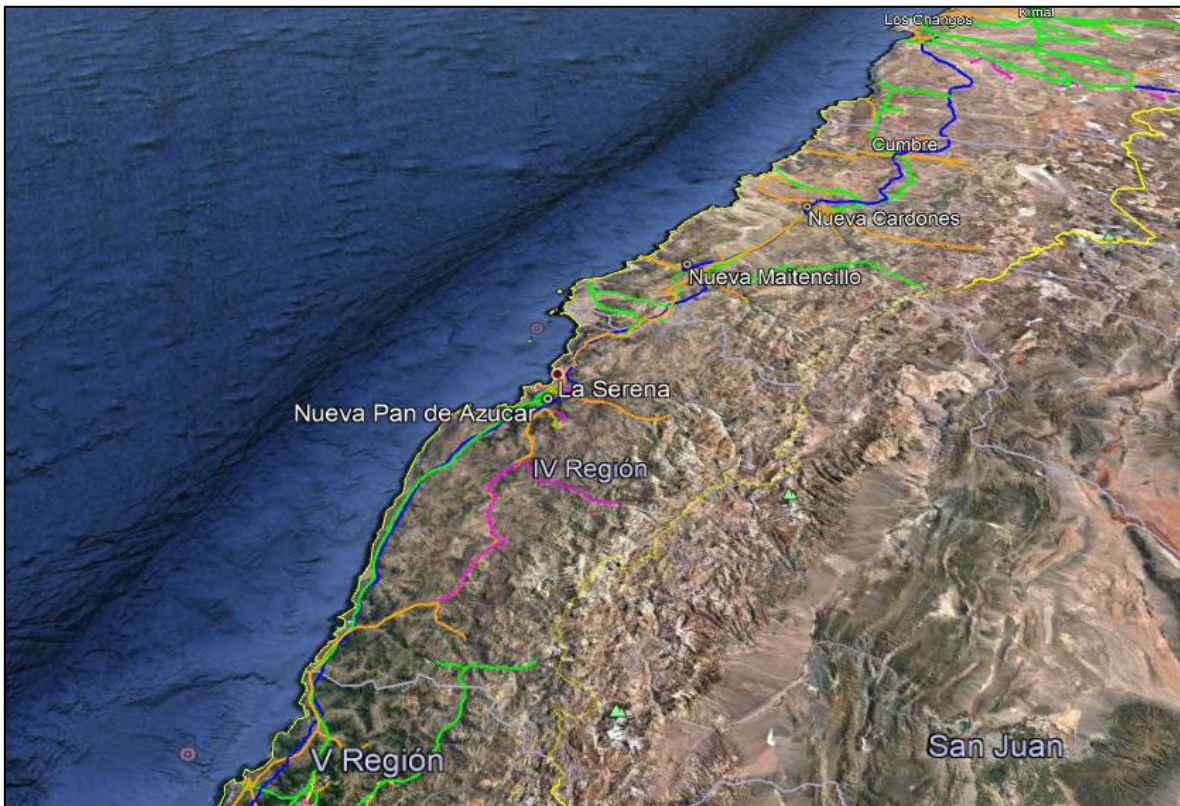


Figura 5-30. Mapa geográfico de la Zona Diego de Almagro - Quillota.

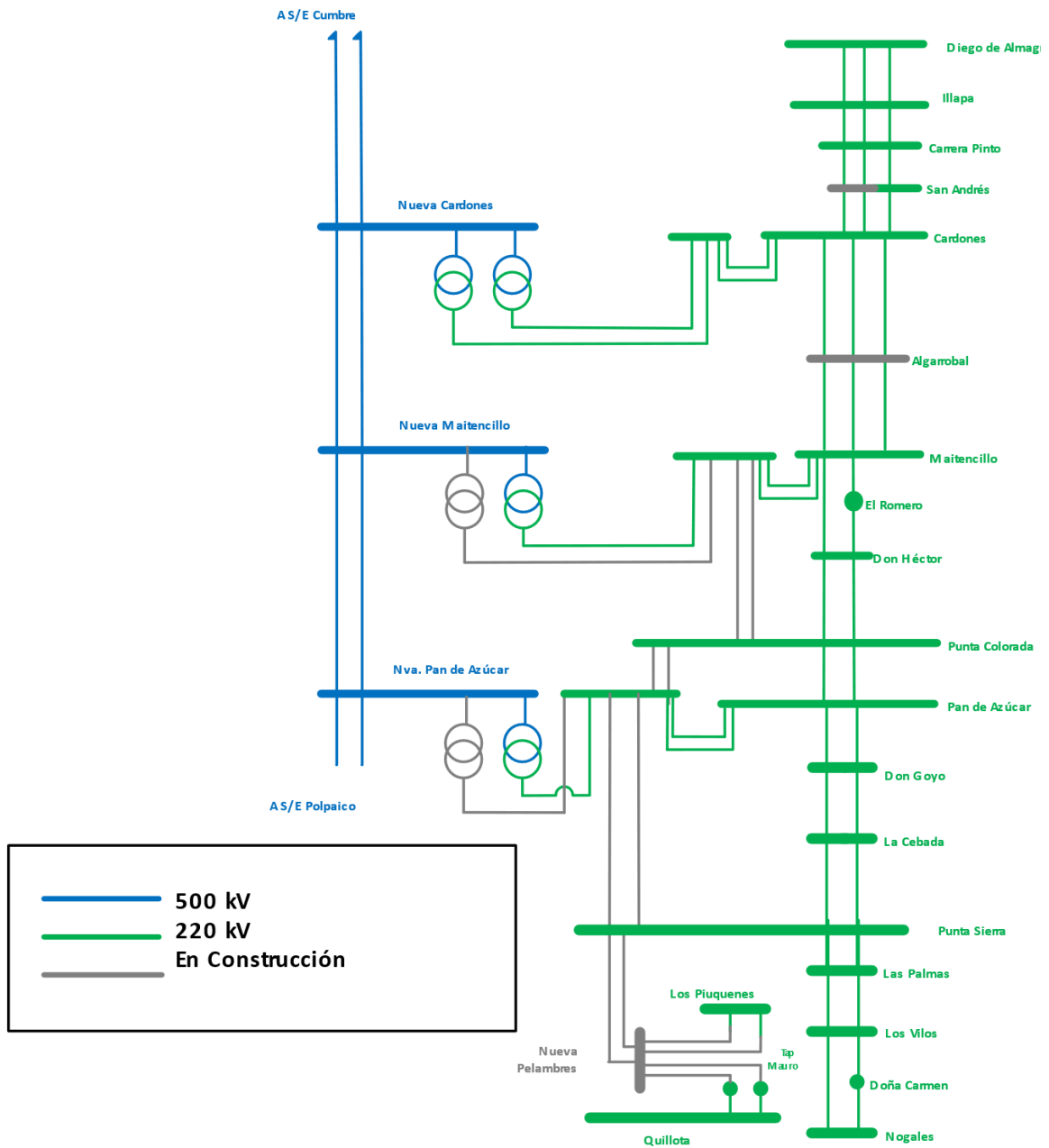


Figura 5-31. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Diego de Almagro – Quillota.

Tabla 5-10. Sistema de Transmisión Nacional, zona Diego de Almagro – Quillota.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Cardones - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
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. Don Goyo - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Don Héctor - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Los Vilos - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Nogales	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Tap Doña Carmen	220	1	224	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Maitencillo - Don Héctor	220	2	197	Existente
L. Maitencillo - Tap El Romero	220	1	197	Existente
Autotransformadores Nueva Cardones	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L1	220	1	431	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L2	220	2	343	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	2.356	Existente
L. Pan de Azúcar - Don Goyo	220	2	224	Existente
L. Pan de Azúcar - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Punta Sierra - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. San Andrés - Cardones L1	220	1	431	Existente
L. San Andrés - Cardones L2	220	2	343	Existente
L. Tap El Romero - Don Héctor	220	1	197	Existente

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.

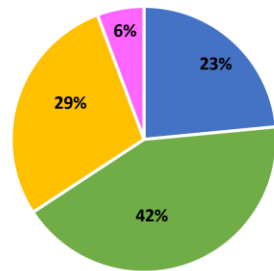
El sistema de transmisión zonal en esta área es enmallado, operando principalmente de forma radial. Por otro lado, estas redes se alimentan a través de subestaciones de 220 kV y 110 kV, las cuales corresponden a:

- S/E Cardones
- S/E Diego de Almagro
- S/E Maitencillo
- S/E Pan de Azúcar
- S/E Choapa
- S/E Quillota

Adicionalmente, existen redes radiales de 66 kV alimentadas desde las SS/EE Ovalle e Illapel.

En la figura 5-32 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

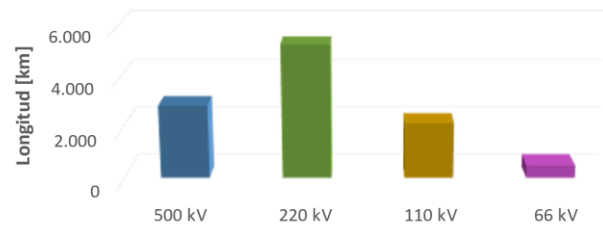


Figura 5-32. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Diego de Almagro - Quillota.

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 5-33 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.

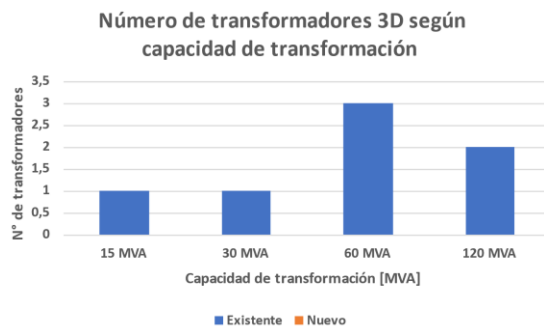


Figura 5-33. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

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 5-34, 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.

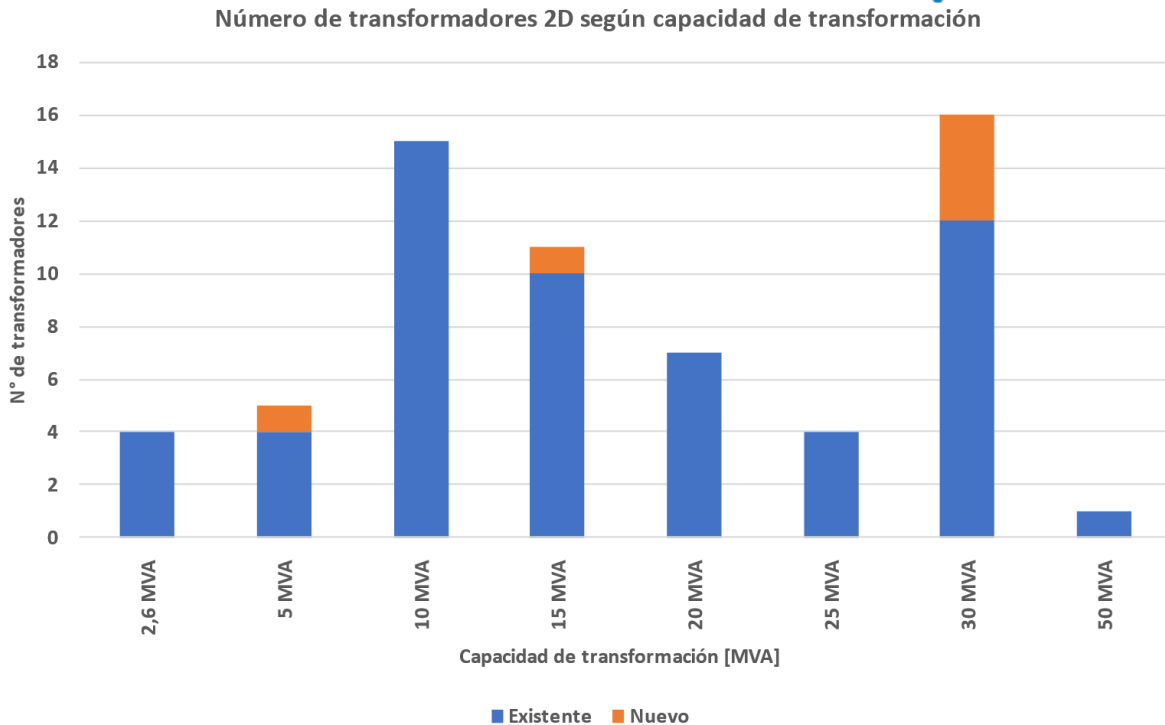


Figura 5-34. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

5.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

La temperatura ambiente empleada para los escenarios de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-11.

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

Tabla 5-11. Cuadro de temperaturas, zona Diego de Almagro – Quillota.

A continuación, mediante la tabla 5-12 a la tabla 5-18, 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 5-12. 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
S/E Castilla	Base
Proyecto Paranal - Armazones	Base
Nuevos Transformadores En S/E Pan De Azúcar	Base
Ampliación en S/E Copayapu	Verano 2021
Ampliación en S/E San Joaquín	Verano 2021
Ampliación en S/E Combarbalá	Invierno 2020
Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo – Algarrobo	Verano 2021

Tabla 5-13 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	(*)
Ampliación en S/E Cerrillos	(*)
Ampliación en S/E Atacama Kozán	(*)
Ampliación en S/E Plantas	Verano 2022
Nuevo Transformador en S/E Illapel	(*)

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

Tabla 5-14 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	(*)
Nueva Línea 1x110 KV Cerrillos – Atacama Kozán	(*)
Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 KV	Verano 2023

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

Tabla 5-15 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	(*)
Adecuaciones en S/E Choapa	Invierno 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Invierno 2023

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

Tabla 5-16 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	Invierno 2023

Tabla 5-17 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 2024
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Verano 2024

Tabla 5-18 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 2025
Nueva S/E La Ligua	Verano 2025

En la tabla 5-19 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 5-19. 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

5.2.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-35 a la figura 5-43, 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. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice IV, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

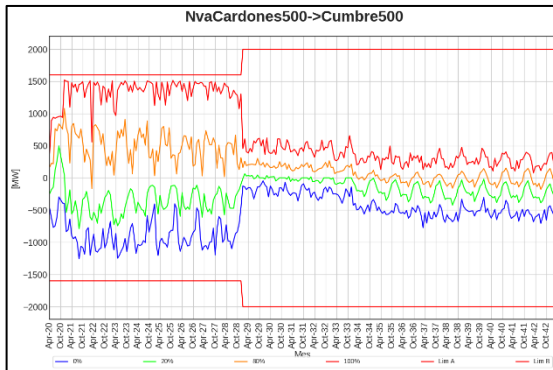


Figura 5-35. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Cardones – Cumbre.

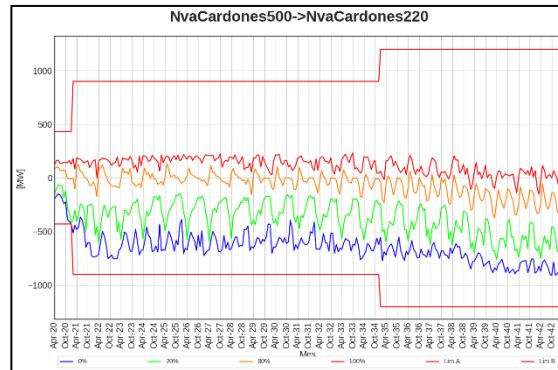


Figura 5-36. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Cardones.

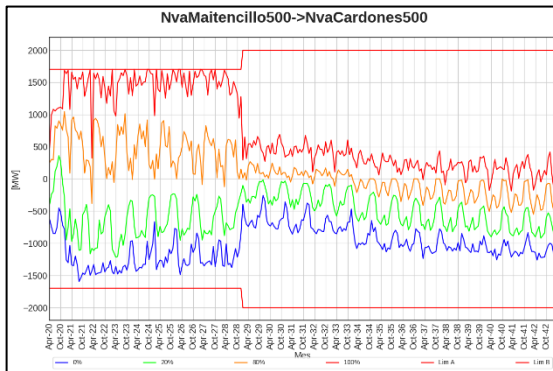


Figura 5-37. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones.

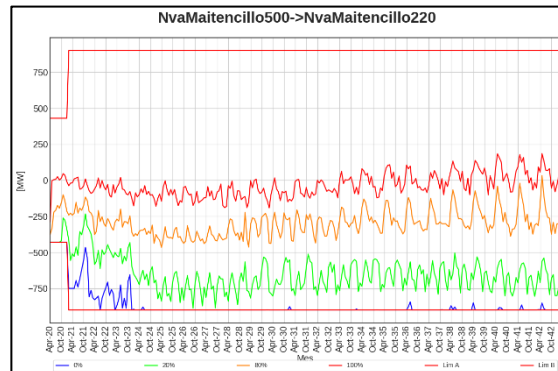


Figura 5-38. Utilización esperada transformación 500/220 kV Nueva Maitencillo.

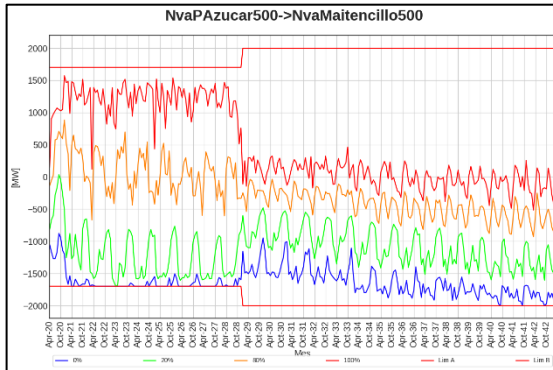


Figura 5-39. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo.

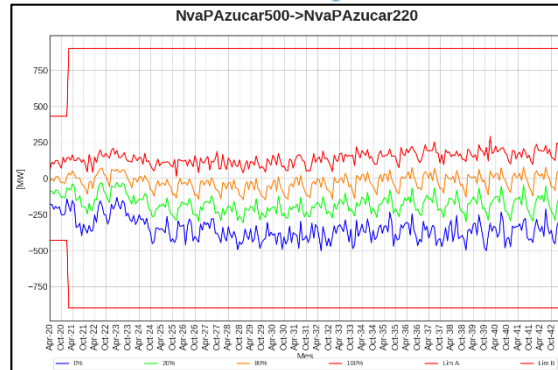


Figura 5-40. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Pan de Azúcar.

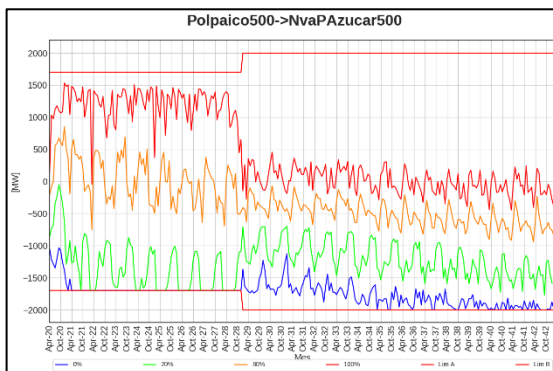


Figura 5-41. Utilización esperada tramo 500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar.

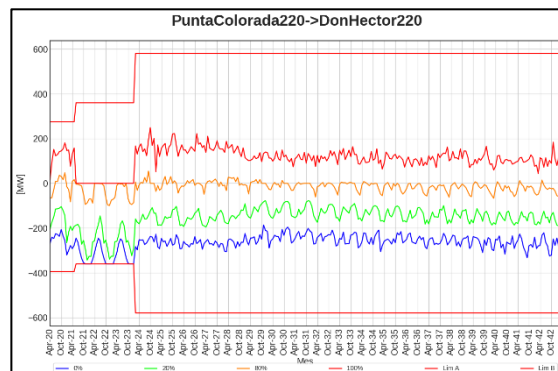


Figura 5-42. Utilización esperada tramo 220 kV Punta Colorada – Don Héctor.

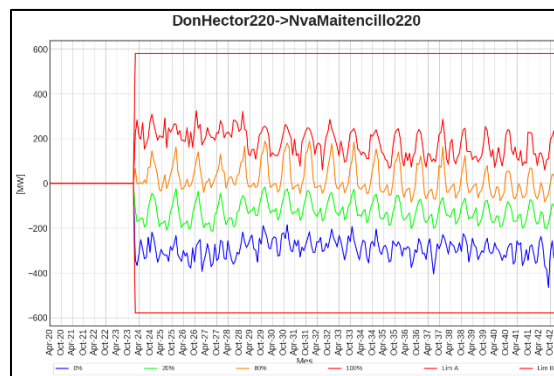


Figura 5-43. Utilización esperada tramo 220 kV Don Héctor – Nueva Maitencillo.

5.2.3.1 Comentarios

- Se observan altos flujos por el corredor de 500 kV, principalmente desde S/E Nueva Maitencillo a S/E Polpaico. Esto se explica por los flujos provenientes del norte y del sistema de 220 kV conectado en S/E Nueva Maitencillo, reflejado en el flujo de los transformadores de esta S/E.
- Se observan congestiones en la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en el periodo 2024 a 2028, las cuales se ven aliviadas por el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre a partir del año 2029.

5.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2020 no presenta transformadores sobrecargados. La figura 5-44 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el año 2026 (año 2020 al interior), donde los estados corresponden a:

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

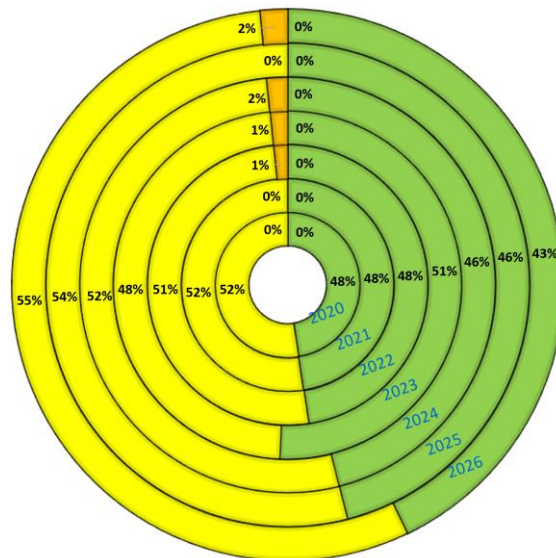


Figura 5-44. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la figura 5-44 permite observar que al año 2026, el 2% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe una cargabilidad entre el 85% y 100% de su capacidad.

A continuación, la tabla 5-20 presenta el listado de transformadores que reducen su cargabilidad dada alguna solución vigente en el horizonte de análisis.

Tabla 5-20. Transformadores con solución vigente en zona Diego de Almagro – Quillota.

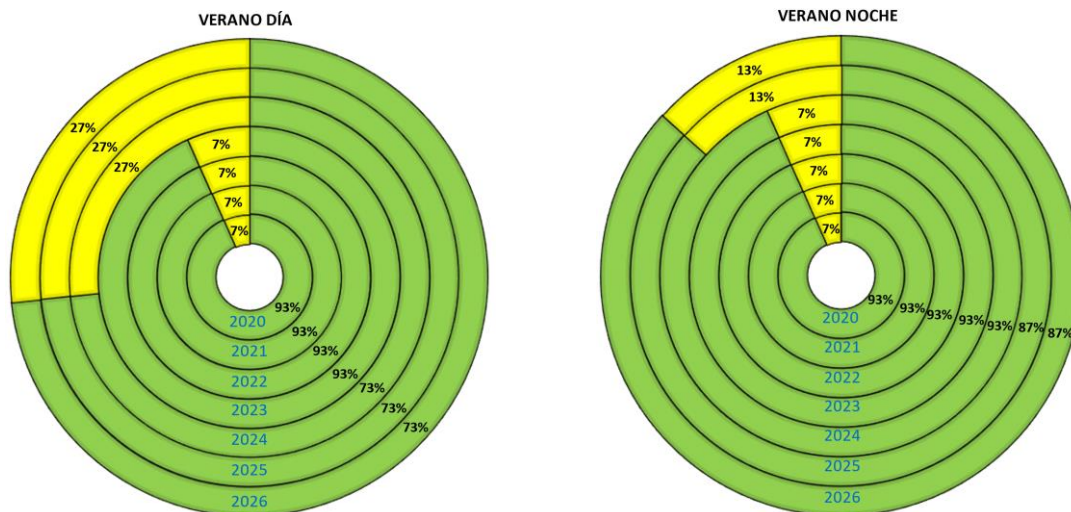
Instalación Congestionada	Obra de Expansión
---------------------------	-------------------

CABILDO 110/25 kV 30MVA 1	Nueva S/E La Ligua DE N°185/2020
CASAS VIEJAS 110/23 kV 10MVA	Nueva S/E La Ligua DE N°185/2020
QUINQUIMO 110/23 kV 20MVA 1	Nueva S/E La Ligua DE N°185/2020
ILLAPEL 110/24-13,8 kV 13MVA 2	Nuevo Transformador en S/E Illapel DE N°293/2018
COMBARBALÁ 66/13,8 kV 2.6MVA 1	Ampliación en S/E Combarbalá DE N°418/2017
COMBARBALÁ 66/13,8 kV 2.6MVA 2	Ampliación en S/E Combarbalá DE N°418/2017
SAN JOAQUÍN 110/13,2 kV 30MVA 1	Ampliación en S/E San Joaquín DE N°418/2017
SAN JOAQUÍN 110/13,2 kV 30MVA 2	Ampliación en S/E San Joaquín DE N°418/2017
MARQUESA 66/24-13,8 kV 25MVA 4	Nueva S/E Seccionadora Damascal DE N°231/2019
VALLENAR TR1 110/13,8 kV 10MVA 1U	Ampliación en S/E ValLENAR (NTR ATMT) DE N°171/2020
VALLENAR TR2 110/13,8 kV 10MVA 1U	Ampliación en S/E ValLENAR (NTR ATMT) DE N°171/2020

5.2.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 7 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-45 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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



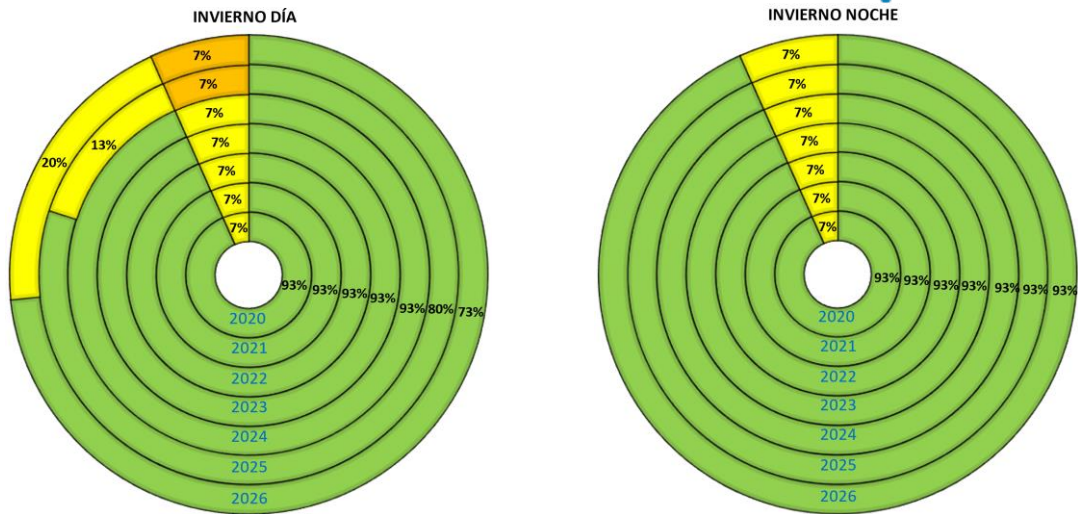


Figura 5-45. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Diego de Almagro – Quillota.

En la figura 5-45 no se observan transformadores AT/AT con sobrecargas en el horizonte analizado. En el escenario de verano noche se observan cargabilidades entre el 85% y el 100% en solo un transformador.

5.2.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 54 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-46 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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

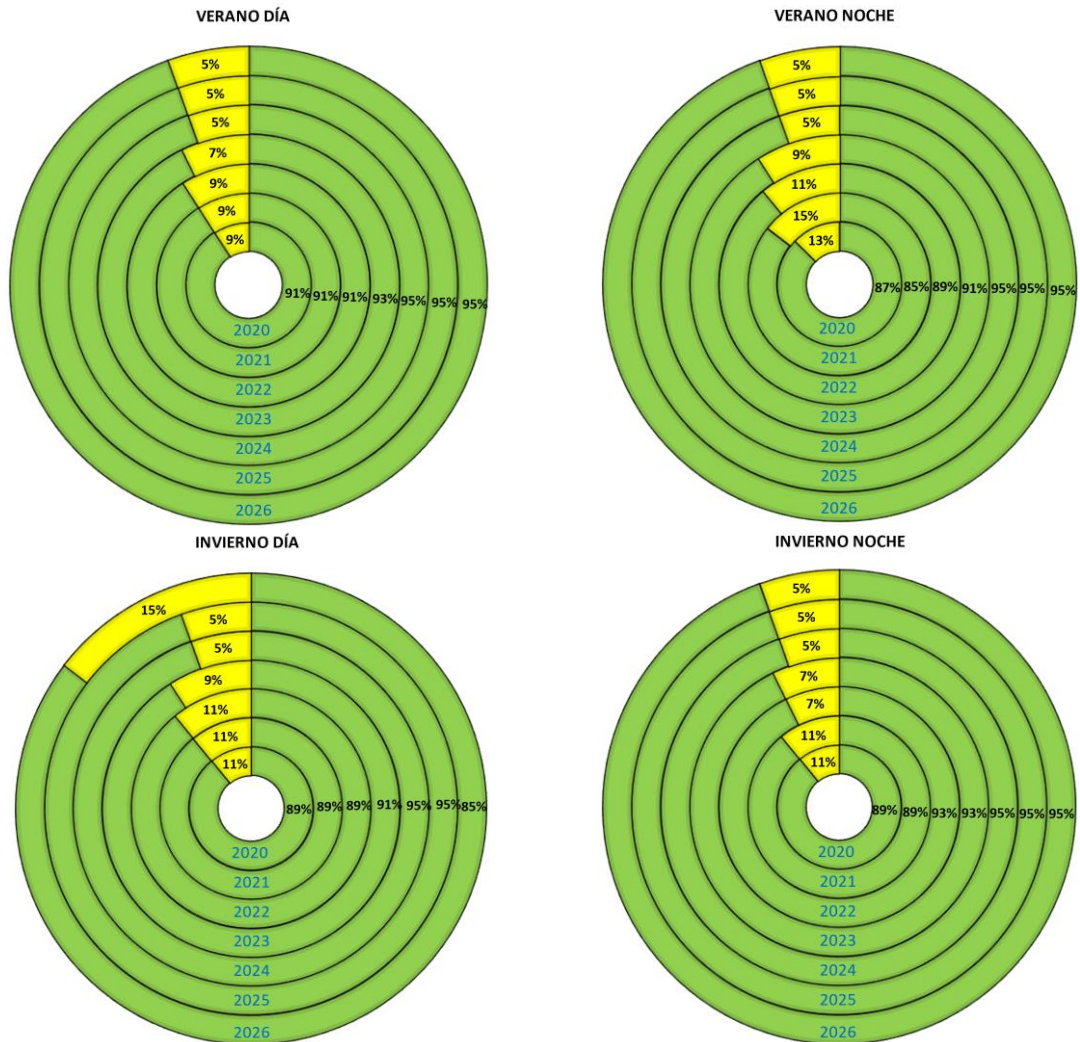


Figura 5-46. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Diego de Almagro – Quillota.

En la figura 5-46 no se observan escenarios con sobrecargas en el horizonte de análisis.

5.2.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-21 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 5-21. 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. 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. 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.
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.

5.2.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.2.9 SENSIBILIDAD PMGD

La tabla 5-22 muestra los resultados del análisis de sensibilidad realizado para la generación PMGD presente en la zona de Diego de Almagro - Quillota.

Tabla 5-22. Resultados del análisis de generación PMGD en la zona de Diego de Almagro – Quillota.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia	Observaciones
ATACAMA	S/E Hernán Fuentes	Hernán Fuentes	Valle Solar Oeste 2	9	Sin observaciones.
		Hernán Fuentes	Valle Solar Este 2	9	Sin observaciones.
	S/E Incahuasi	Incahuasi	Santa Cecilia	2.95	Sin observaciones.
		Incahuasi	Punta Baja Solar	2	Sin observaciones.
COQUIMBO	S/E Combarbalá	Combarbalá	PSF Pama	2	Sin observaciones.
		Combarbalá	PSF Lomas Coloradas	2	Sin observaciones.
	S/E Diego de Almagro	Diego de Almagro	Diego de Almagro Solar	8	Sin observaciones.
	S/E Illapel	Illapel	Bellavista	3	Sin observaciones.
		Illapel	Cuz Cuz	3	Sin observaciones.
	S/E Marquesa	Marquesa	Puclaro	3	
	S/E Monte Patria	Monte Patria	La Paloma	4.42	Sin observaciones.
		Monte Patria	Monte Patria	9	Sin observaciones.
	S/E Ovalle	Hospital	Las Mollacas	2.78	Sin observaciones.
		Sotaqui	La Chapeana	2.78	Sin observaciones.
		Delta	Alturas de Ovalle	6	Sin observaciones.
		Recoleta	Lagunilla	2.95	Sin observaciones.
Quebrada seca		Amparo del Sol	3	Sin observaciones.	
Delta		Talhuén	3	Sin observaciones.	

	Quebrada seca	Santa Clara	2.75	Sin observaciones.
S/E Punitaqui	Punitaqui	Punitaqui	9	Sin observaciones.
	Punitaqui	El Divisadero	3	Sin observaciones.
S/E Quereo	Quereo	Conchalí	3	Sin observaciones.
	Quereo	Ramadilla	3	Sin observaciones.
S/E Salamanca	Salamanca	Chuchini	2.88	Sin observaciones.
S/E Vicuña	Vicuña	Tambo Real	2.93	Ante la ausencia de toda la generación PMGD se observa holgura reducida ante demanda proyectada 2026.
	Vicuña	Sol del Norte	2.96	Ante la ausencia de toda la generación PMGD se observa holgura reducida ante demanda proyectada 2026.
	Vicuña	Luna del Norte	2.96	Ante la ausencia de toda la generación PMGD se observa holgura reducida ante demanda proyectada 2026.

5.3 ZONA QUINTA

5.3.1 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 5-47.

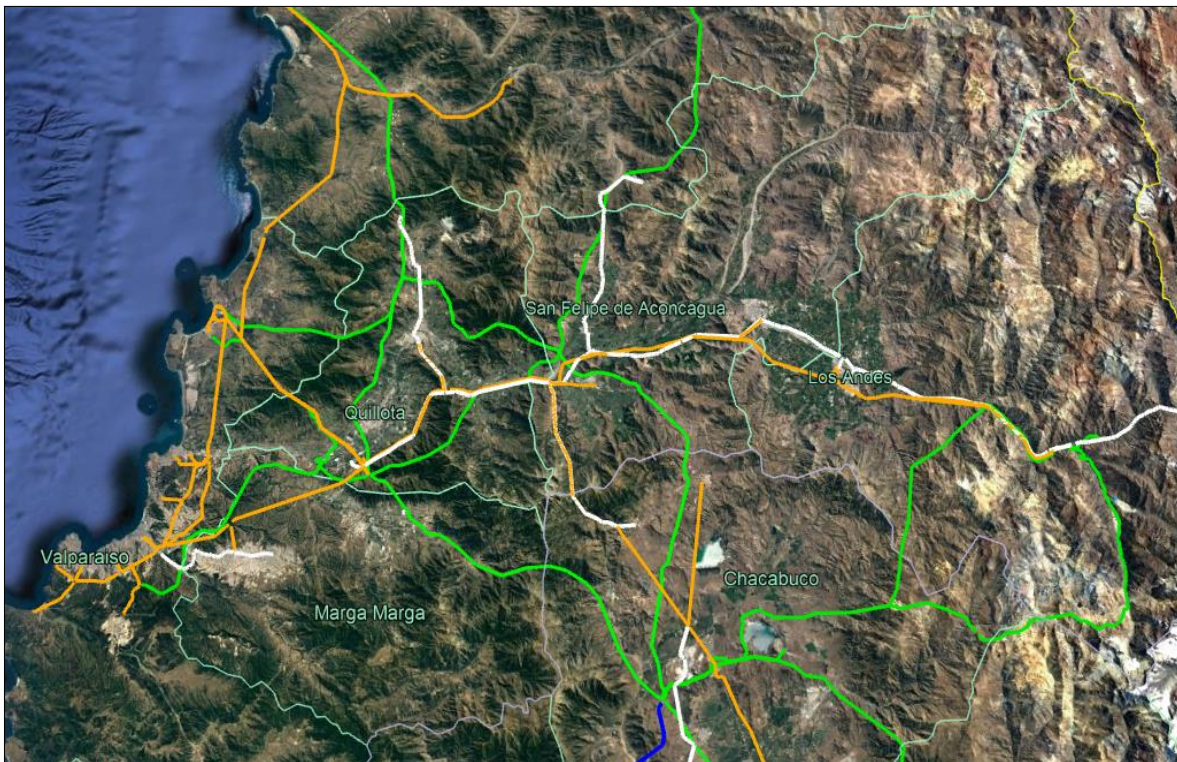


Figura 5-47. Mapa geográfico de la zona Quinta.

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 5-48. La tabla 5-23 muestra las principales características de estas instalaciones.

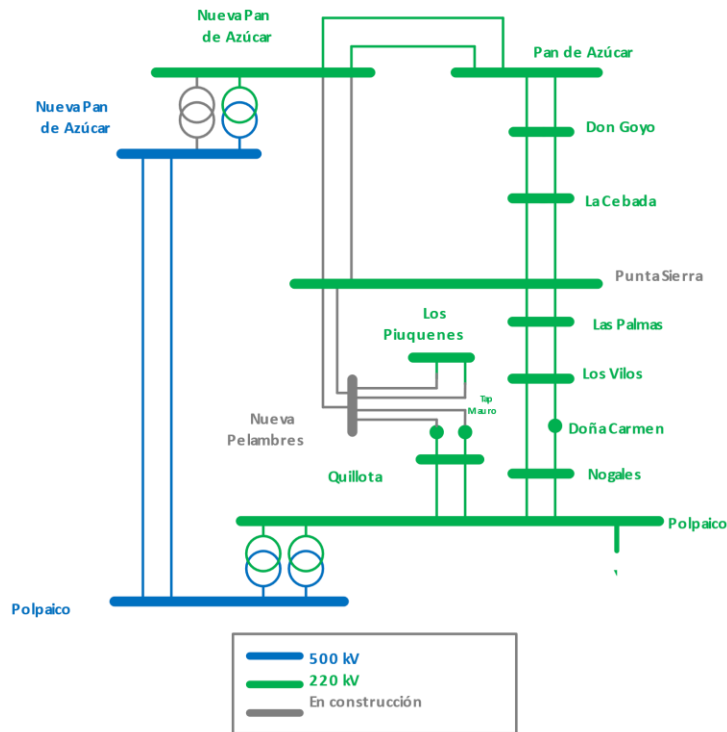


Figura 5-48. Diagrama Unilineal de la Zona Quinta Región.

Tabla 5-23. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona de la Quinta Región.

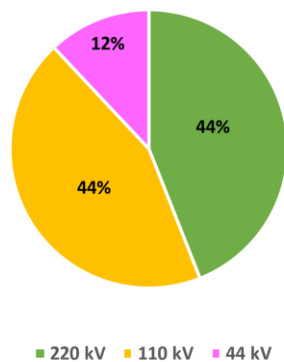
Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	1.700	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar	220	2	750	Existente
L. Pan de Azúcar – Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Las Palmas – Los Vilos	220	2	224	Existente
L. Los Vilos – Nogales	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 que es la zona 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 5-49 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

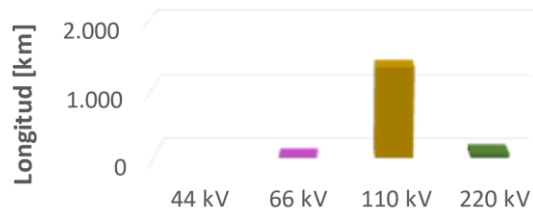


Figura 5-49. Clasificación de líneas de transmisión según el nivel de tensión y kilómetros, zona Quinta Región.

En la figura 5-50 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.

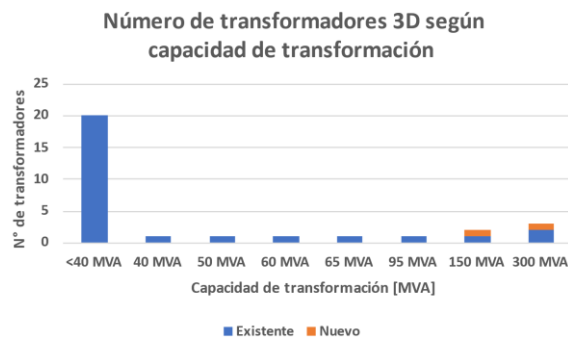
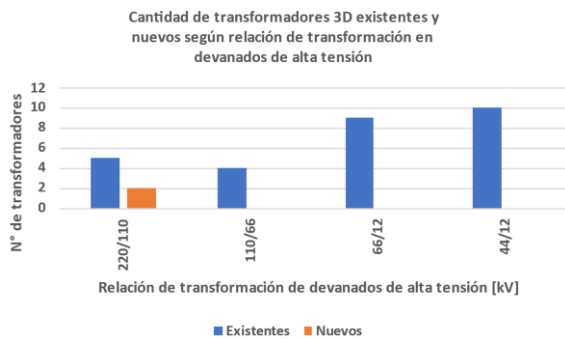


Figura 5-50. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Quinta Región.

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observan en la figura 5-50 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 5-51 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

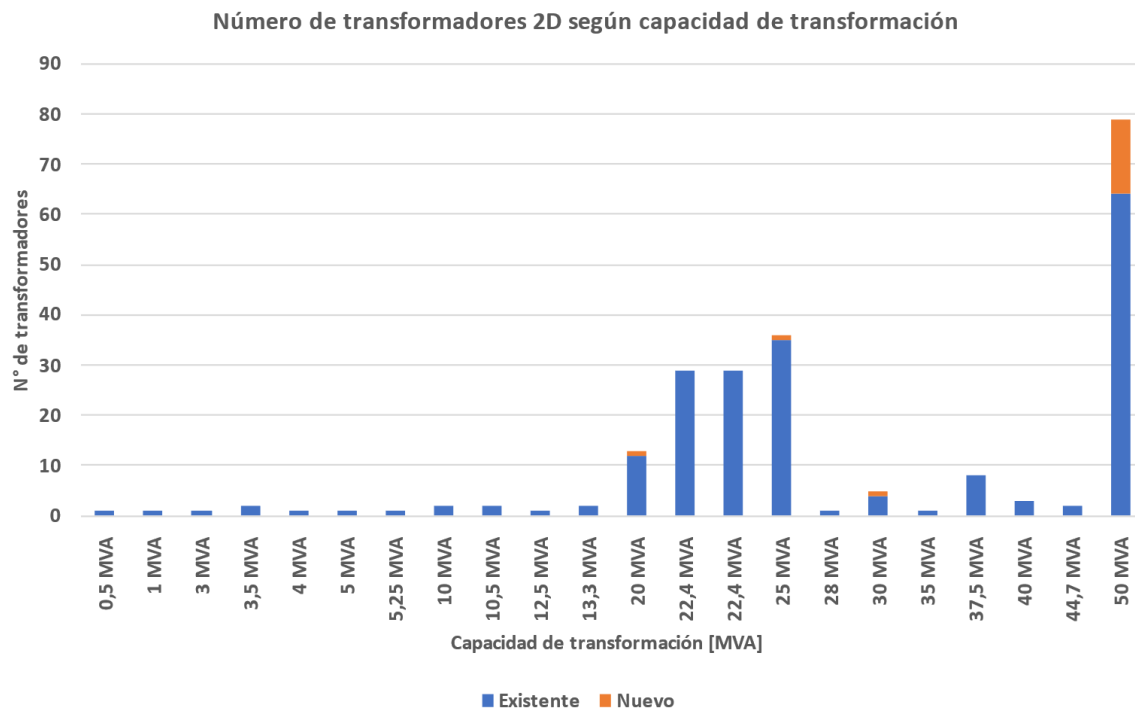


Figura 5-51. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Quinta Región.

5.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-24.

Tabla 5-24. Cuadro de temperaturas, zona Quinta.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta Costa	30 °C	25 °C	25 °C	25 °C
Quinta Interior - Aconcagua	35 °C	25 °C	25 °C	25 °C

A continuación, mediante la tabla 5-25 a la tabla 5-31, 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 5-25. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), 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
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 Pólvora 220/110 kV	Verano 2021

Tabla 5-26 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), 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 5-27 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019).

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

Tabla 5-28 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), 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 5-29 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Quinta.

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

Tabla 5-30 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), 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 5-31 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), 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 5-32 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 5-32. 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 14/10/2019
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 2	Invierno 2022	RE 655 14/10/2019
Nuevo Transformador en S/E Seccionadora Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Verano 2023	RE 206 16/06/2023

Se ha obtenido la demanda máxima coincidente para la zona Quinta, según lo indicado en la tabla 5-33, considerando las máximas demandas locales de los subsistemas: Aconcagua y Litoral. Esta fecha se ha determinado mediante una revisión punto a punto de las demandas de las zonas Aconcagua y Litoral, realizando el cruce con la máxima demanda de la zona Quinta. El diagnóstico para las líneas de transmisión y transformadores AT/AT, consideran las exigencias del sistema para esta fecha.

Tabla 5-33. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Quinta.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Quinta	05-02-2019 15:00	05-02-2019 21:00	17-06-2019 16:00	17-06-2019 20:00

5.3.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 5-52 a la figura 5-61 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 encuentran disponibles en el Apéndice IV – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

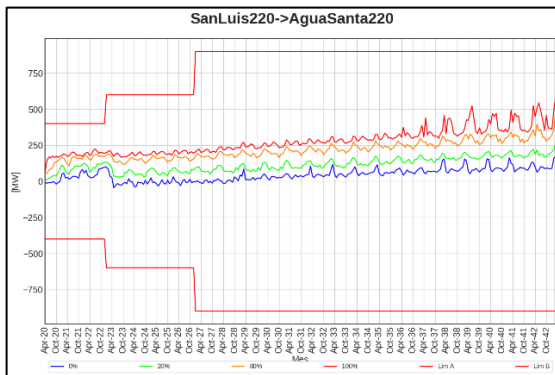


Figura 5-52. Utilización esperada tramo 220 kV San Luis – Agua Santa.

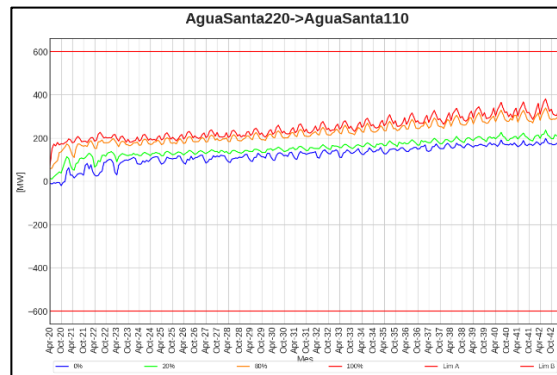


Figura 5-53. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Agua Santa.

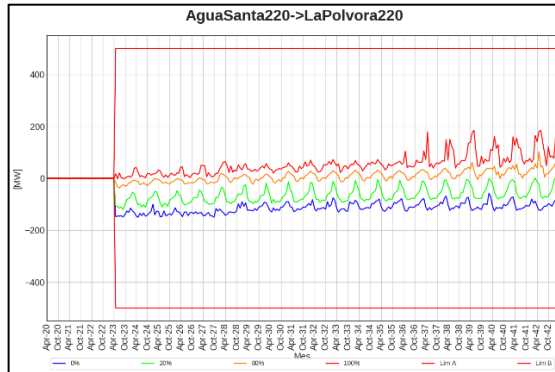


Figura 5-54. Utilización esperada tramo 220 KV Agua Santa – La Pólvora.

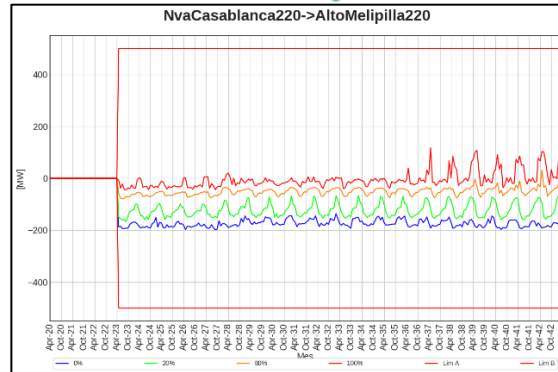


Figura 5-55. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Casablanca – Alto Melipilla.

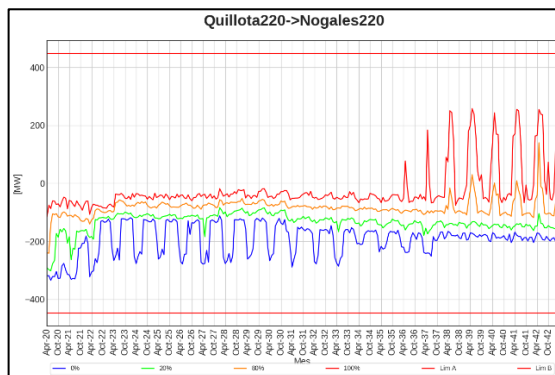


Figura 5-56. Utilización esperada tramo 220 kV Quillota – Nogales.

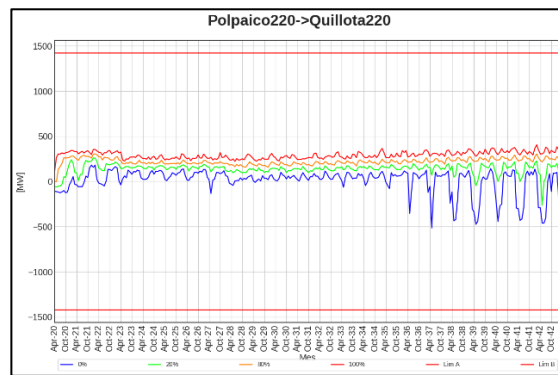


Figura 5-57. Utilización esperada tramo 220 kV Polpaico – Quillota.

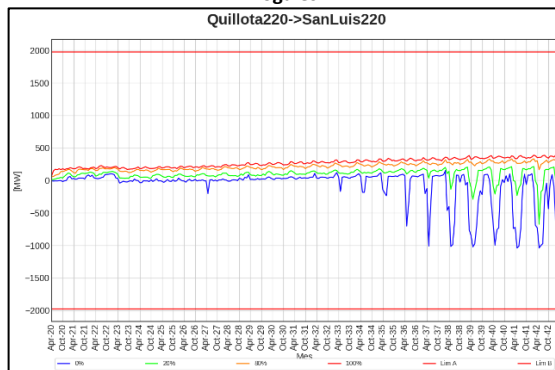


Figura 5-58. Utilización esperada tramo 220 kV Quillota – San Luis.

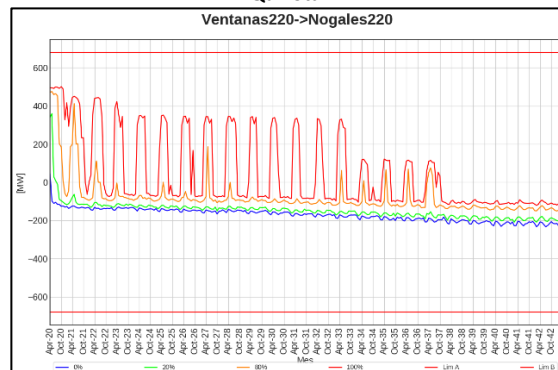


Figura 5-59. Utilización esperada tramo 220 kV Ventanas – Nogales.

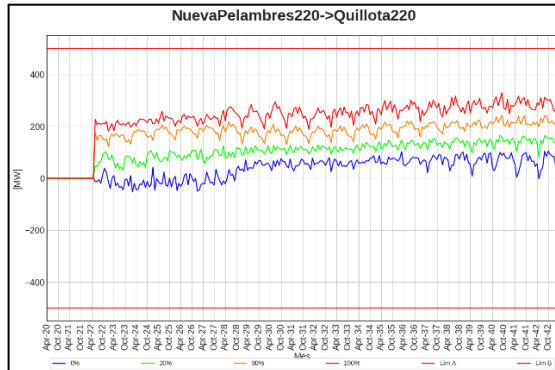


Figura 5-60. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Pelambres – Quillota.

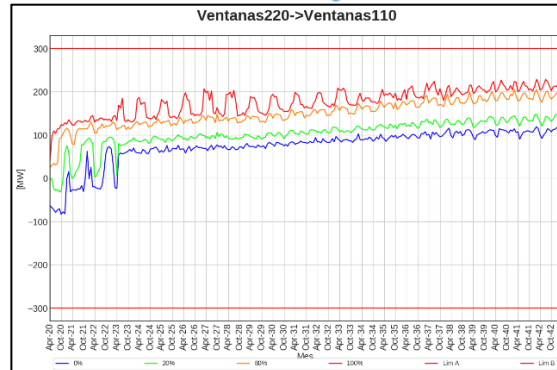


Figura 5-61. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Ventanas.

5.3.3.1 Comentarios

- No se observan congestiones en el sistema de transmisión nacional de la zona quinta. Las simulaciones dan cuenta de la existencia de capacidad de transmisión suficiente durante prácticamente todo el horizonte de análisis, considerando el retiro de las centrales del complejo Ventanas (Ventanas 1 y Ventanas 2).

5.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2020 no presenta transformadores sobrecargados y 12 de ellos presentan un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad. La figura 5-62 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el año 2026 (año 2020 al interior), donde los estados corresponden a:

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

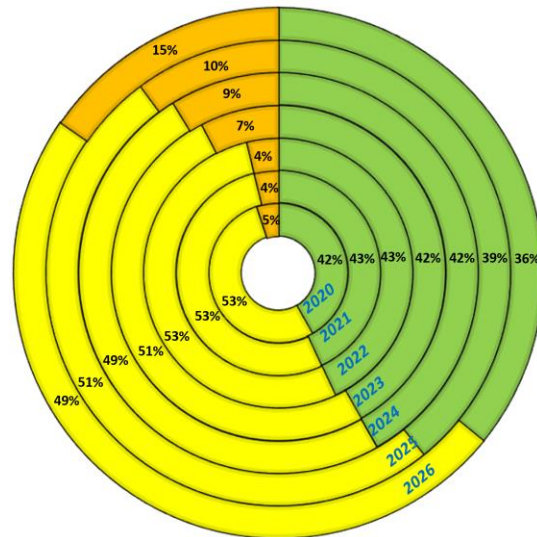


Figura 5-62. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Quinta.

El análisis de la figura 5-62 permite observar que:

- Al año 2020, no se identifican transformadores con episodios con cargabilidades por sobre el 100% de la respectiva capacidad. Sólo en un 5% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos supera el 85% de su capacidad.
- Al año 2026, no se identifican transformadores con episodios con cargabilidades por sobre el 100% de la respectiva capacidad. El 15% de los transformadores AT/MT presenta cargabilidades por sobre el 85%.

A continuación, la tabla 5-34 presenta el listado de transformadores con cargabilidad entre el 85% y 99% durante el periodo 2020 – 2026, 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.

Tabla 5-34. Transformadores con carga entre el 85% y el 99% en el periodo 2020 – 2026, sin solución vigente en el corto plazo en zona Quinta.

Listado de transformadores con carga entre el 85% y 99%
EL MELÓN 44/12 kV 8 MVA 2
LAS PIÑATAS 66/12,5KV 1,88 MVA
LEYDA 115/13,8 kV 12,5 MVA
SAN SEBASTIÁN 66/12 kV 18,3 MVA
SAN JERÓNIMO 66/12,5 kV 5,25 MVA

5.3.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 11 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-63 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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

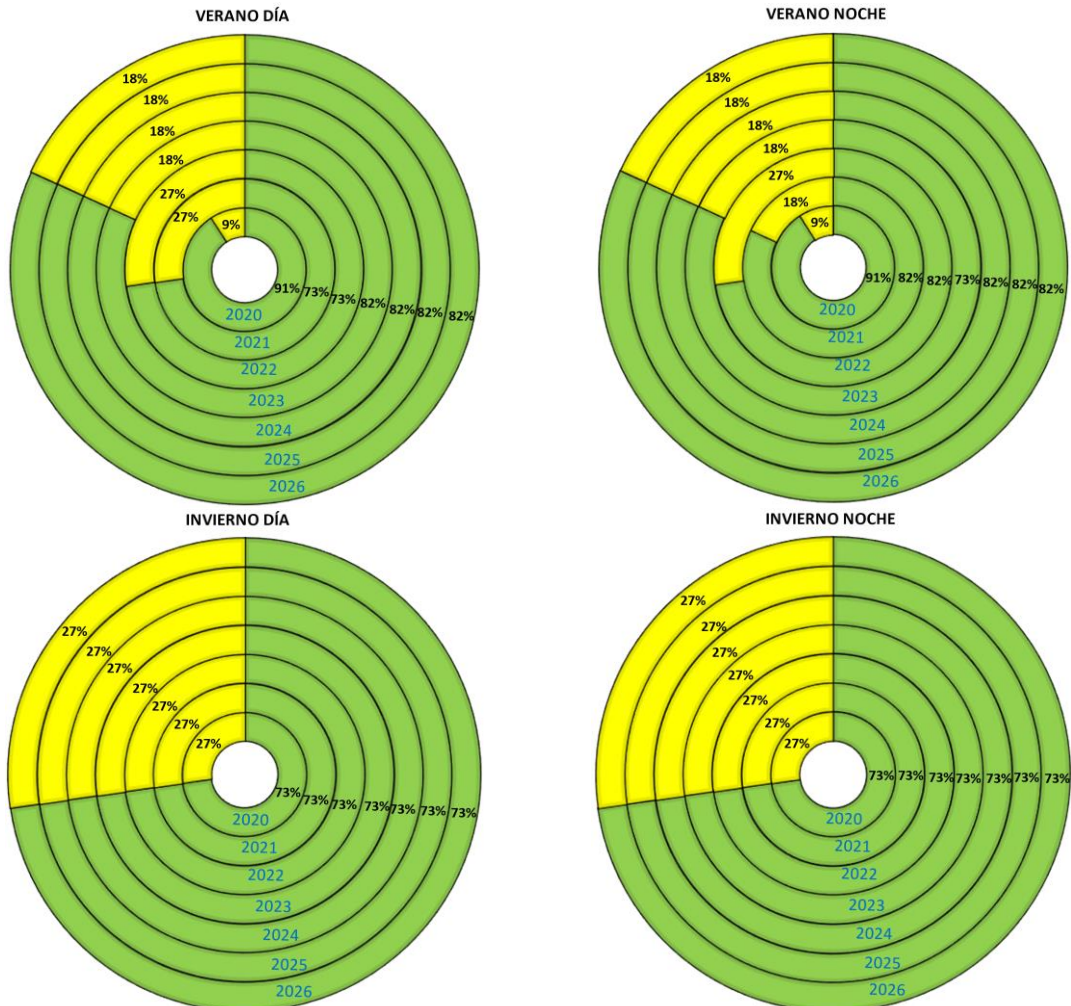


Figura 5-63. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Quinta.

En la figura 5-63 no se observan transformadores AT/AT con sobrecargas en el horizonte analizado. Sin perjuicio de lo anterior, para mantener esta condición y no generar un riesgo operacional en estas instalaciones, es importante destacar la importancia de la puesta en servicio en fecha, de los proyectos indicados en la tabla 5-37.

Tabla 5-35. Proyectos que deben cumplir en fecha con su puesta en servicio.

Proyecto Decretado	Decreto Contenido
Ampliación S/E Agua Santa	DE N°418/2017
Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV	DE N°418/2017
Ampliación en S/E Alto Melipilla	DE N°418/2017

5.3.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 175 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-64 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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

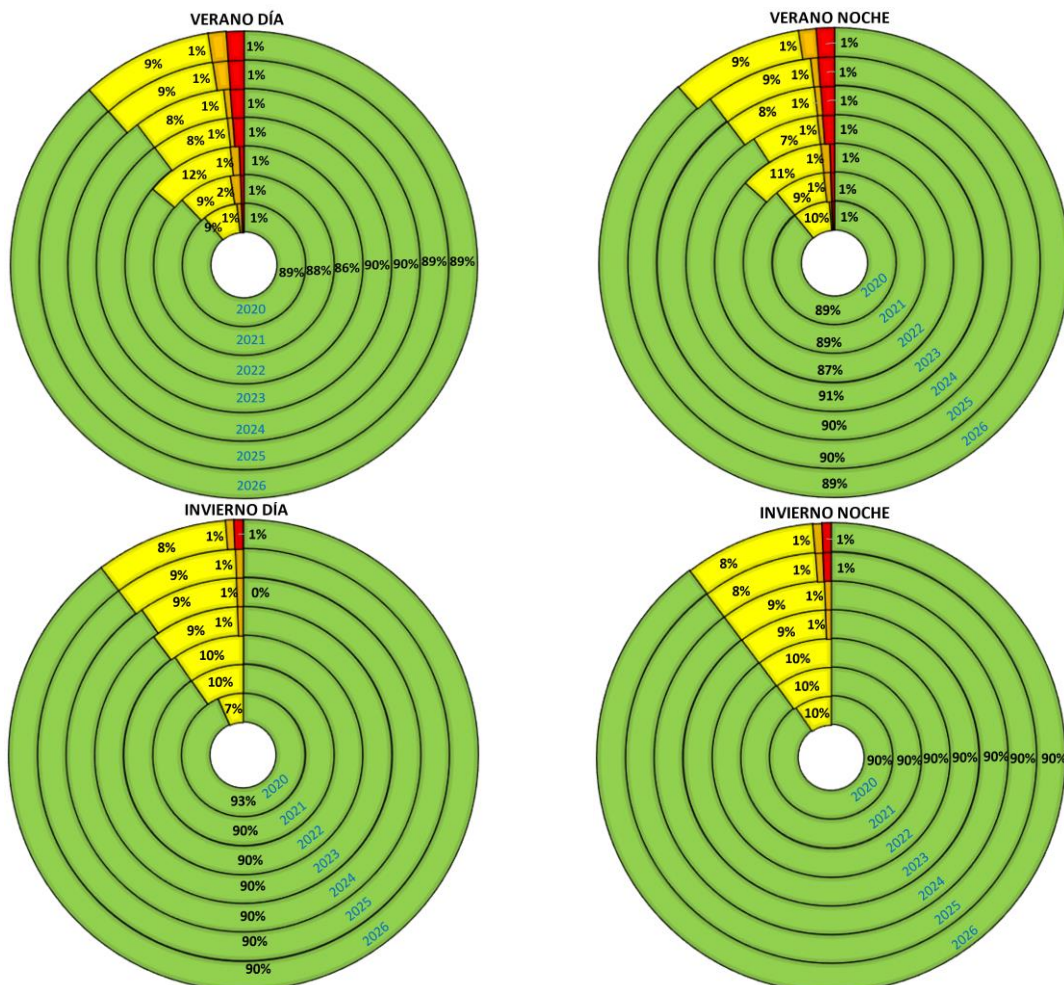


Figura 5-64. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Quinta.

La figura 5-64 refleja que, en todos los escenarios, existen sobrecargas puntuales. En concordancia con lo anterior, la tabla 5-36 presenta tres (3) líneas de transmisión que poseen niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los escenarios y años analizados entre 2020 y 2026.

Tabla 5-36. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2020-2026, zona de la Quinta Región.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x110 kV Tap San Rafael – Totalillo	Sí	Sí	No	No
1x110 kV Totalillo – Tap Los Maquis	Sí	Sí	No	No
1x110 kV Tap San Rafael – Tap Los Maquis	Si	Si	No	No

De las 3 líneas de transmisión individualizadas en la tabla 5-36, ninguna de ellas posee obras vigentes para dar solución a la sobrecarga. Sin embargo, este Coordinador en el Informe Propuesta de Expansión 2019 ha propuesto la obra Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis para abordar esta problemática.

5.3.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-37 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de la quinta región.

Tabla 5-37. Restricciones actuales de operación en la zona Quinta.

Instalación	Restricciones
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. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Agua Santa (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
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. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Agua Santa (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV	Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la SS/EE Leyda, San Sebastián desde S/E Laguna Verde ante la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Melipilla (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
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 San Luis	Paños de 1x220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Agua Santa y 1x220 kV San Luis - Quintero. Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., incorporarse a esquema de interruptor y medio).
S/E Agua Santa	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV. Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).

5.3.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la zona de la Quinta Región.

5.3.9 SENSIBILIDAD PMGD

La tabla 5-38 muestra los resultados del análisis de sensibilidad realizado para la generación PMGD presente en la zona de la Quinta Región.

Tabla 5-38. Resultados del análisis de generación PMGD en la zona de la Quinta Región.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
V Región de Valparaíso	Catemu	Catemu	PFV Ñilhue	1,1	Nuevo transformador 44/12 kV - 16 MVA en S/E Catemu y Nueva S/E Panquehue 110/12 kV -30 MVA de acuerdo con el DE 418/2017
		Enami	PFV GR Rodeo	3	
		Catemu	PFV Pedreros Solar	3	
		Catemu	PFV Tucúquere	3	
		Catemu	PFV Catemu	3	
	Concón	Expreso RPC	Gas - Lipigas Concón	6	Sin Observaciones
	Las Vegas	Pachacama	PFV Proyecto Ocoa	3	Nuevo transformador 110/12 kV - 30 MVA en S/E Las Vegas de acuerdo con el DE 418/2017
	Marga Marga	Bosque	Diesel Curauma	2,5	
	Mayaca	Boco	PFV El Boco	3	Sin Observaciones
		Pochay	Gas – Biocruz Generación	5,3	
		Pochay	Gas – Tomaval Generación	2,9	
	Miraflores	Villa Dulce	PFV UTFSM Viña del Mar	3	Sin Observaciones
	Panquehue	Panquehue	PFV Panquehue	6	Nueva S/E Panquehue 110/12 kV – 30 MVA de acuerdo con el DE 418/2017
		Panquehue	PFV Cruz Solar I	3	
	Placeres	Placeres	PFV UTESM Valparaíso	3	Sin observaciones
	Quilpué	Marga Marga	PFV Los Perales I	3	Sin observaciones
San Felipe	Putando	CH El Tártaro	0,1	Reemplazo de uno de los dos transformadores 110/12 kV – 25 MVA por	
	San Felipe	PFV La Hormiga	2,5		

		Traslaviña	PFV Encón Solar	9	uno de 110/12 kV-50MVA sumado a nuevo transformador 110/23 kV-30 MVA, de acuerdo con el DE 418/2017
		Palomar	Diesel Central Cortés	3	
		Bucalemu	PFV Marín	3	
		San Felipe	Biomasa Generadora La Hormiga	3	
		Bucalemu	PFV Konda	3	
		Tocornal	PFV Jahuel	3	
		Tocornal	PFV Filomena	3	
	San Rafael	San Vicente	CH Gesán	1,2	Ampliación En S/E Nueva San Rafael 110 kV de acuerdo con el DE 252/2020
		Chacabuco	PFV Santuario Solar	3	
		Las Juntas	PFV Catán Solar	3	
		Chacabuco	PFV Casuto Solar	3	
		Chacabuco	PFV Los Libertadores	3	
	Valparaíso	Uruguay	Biogás Central El Molle	4	Sin Observaciones

5.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

5.4.1 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 5-65 muestra de forma referencial la ubicación de las instalaciones comprendidas en el presente análisis.

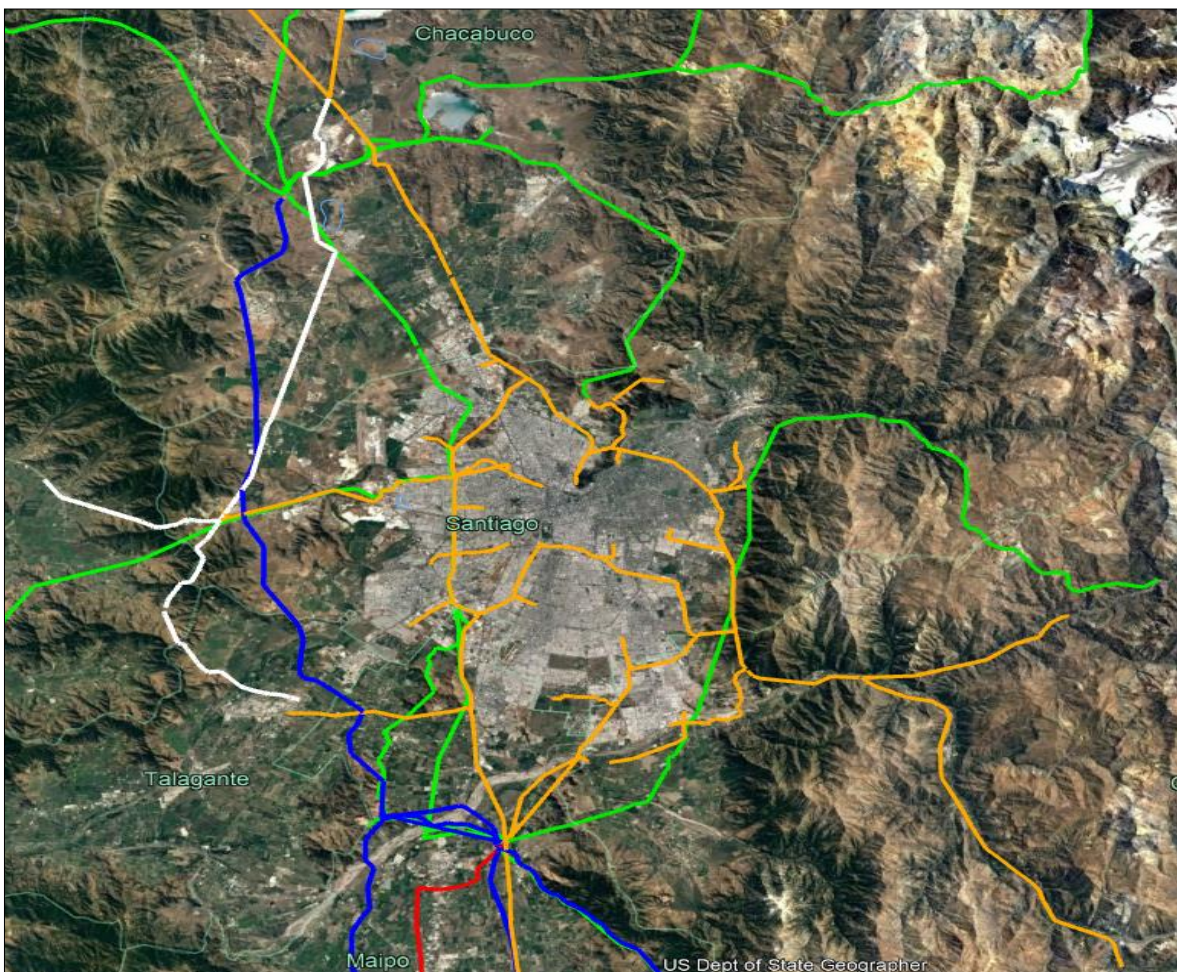


Figura 5-65. Mapa geográfico de la zona de la Región Metropolitana

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializan, se presentan en la figura 5-66. La tabla 5-39 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.

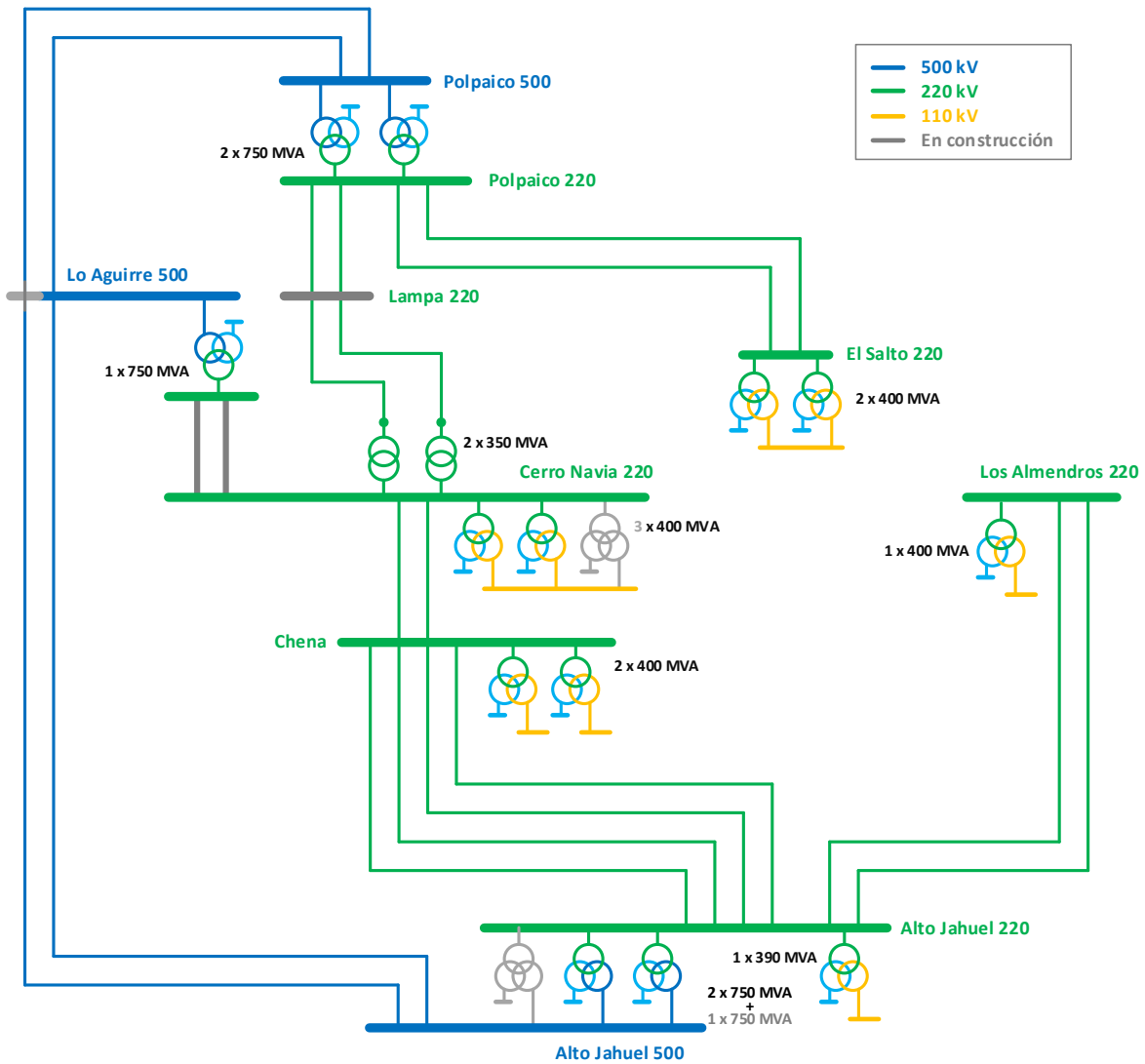


Figura 5-66. Sistema de Transmisión Nacional, Zona Región Metropolitana.

Tabla 5-39. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona de la Región 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

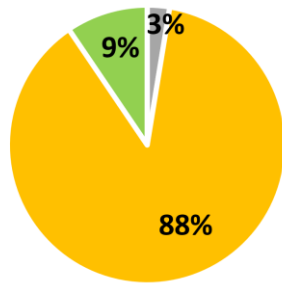
Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona urbana del Gran Santiago. La generación local tiene baja participación en el abastecimiento de la demanda de esta zona. Las inyecciones más relevantes son:

- 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 5-67 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

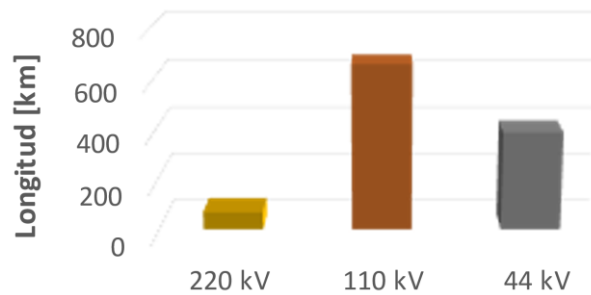


Figura 5-67. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Región Metropolitana.

En la figura 5-68 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.

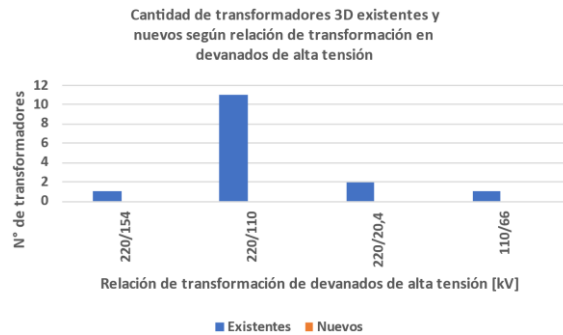
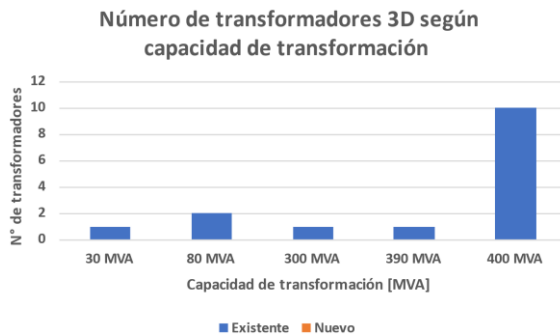


Figura 5-68. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Región Metropolitana.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la figura 5-68, es el instalado en la S/E Cerro Navia con una fecha estimada de entrada en operación durante el 2021, según el Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía.

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 5-69 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

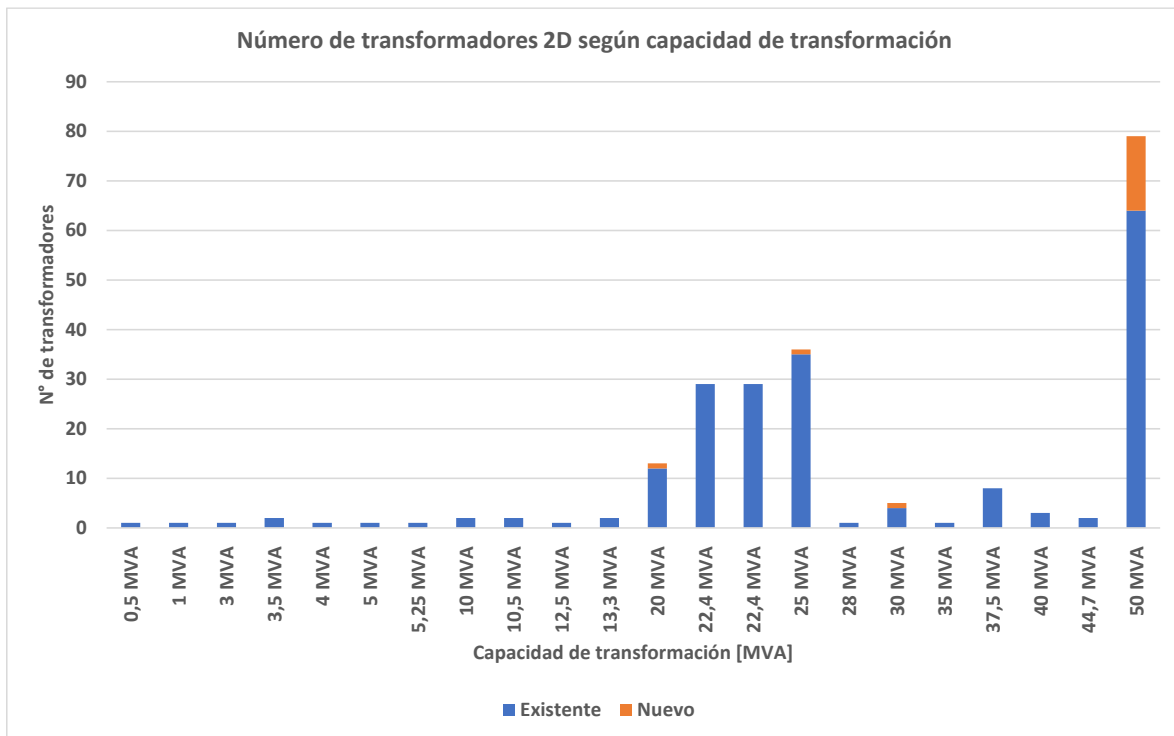


Figura 5-69. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, Zona Región Metropolitana.

5.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-40.

Tabla 5-40. Cuadro de temperaturas, zona Región Metropolitana.

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

A continuación, mediante la tabla 5-41 a la tabla 5-45, 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 es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-41. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Quinta.

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 Córdoba	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
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 5-42 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Región Metropolitana.

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

Tabla 5-43 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	Invierno 2023
Ampliación en S/E Polpaico	Invierno 2023

Tabla 5-44 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Región 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 5-45 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Región 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

En la tabla 5-46 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 5-46. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Quinta.

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 5-47 enlista obras de generación de gran envergadura a inyectar en el sistema zonal analizado.

Tabla 5-47. Obras de Generación en el Sistema Zonal, zona de la Región Metropolitana.

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

Se ha obtenido la demanda máxima coincidente para 1 subzona, cuyas fechas son detalladas en la tabla 5-48, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-48. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Región Metropolitana.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Metropolitana	23-12-2019 16:00	21-01-2019 21:00	24-06-2019 16:00	22-07-2019 21:00

5.4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 1 a la 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 encuentran disponibles en el Apéndice IV – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

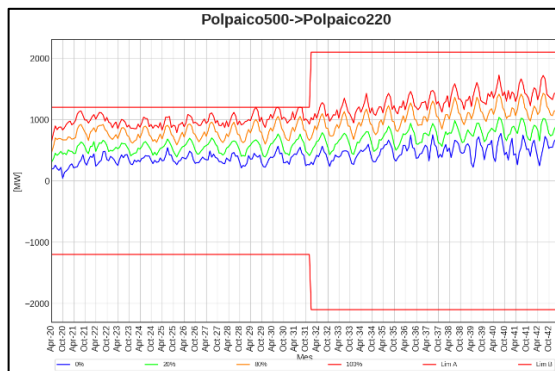


Figura 5-70. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Polpaico.

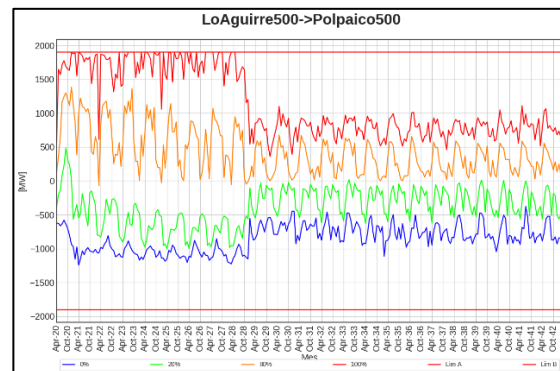


Figura 5-71. Utilización esperada 500 kV Lo Aguirre - Polpaico.

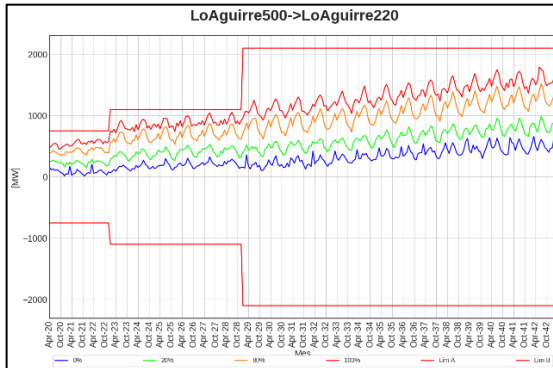


Figura 5-72. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Lo Aguirre.

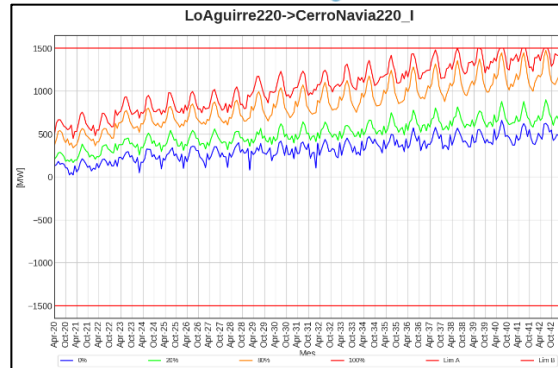


Figura 5-73. Utilización esperada tramo 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia.

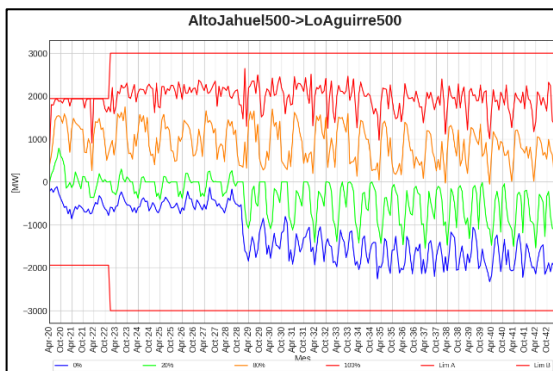


Figura 5-74. Utilización esperada tramo 500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre.

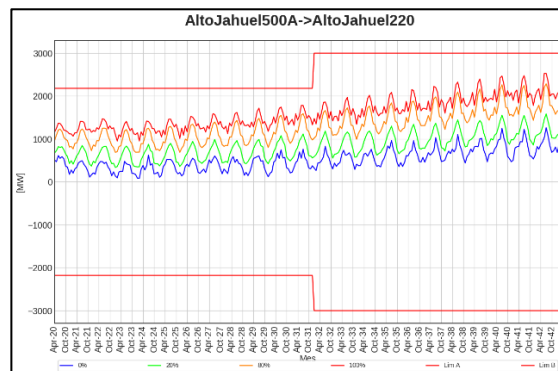


Figura 5-75. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.

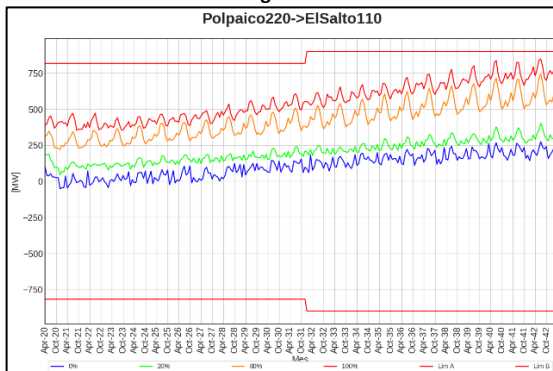


Figura 5-76. Utilización esperada tramo 220 kV Polpaico – El Salto.

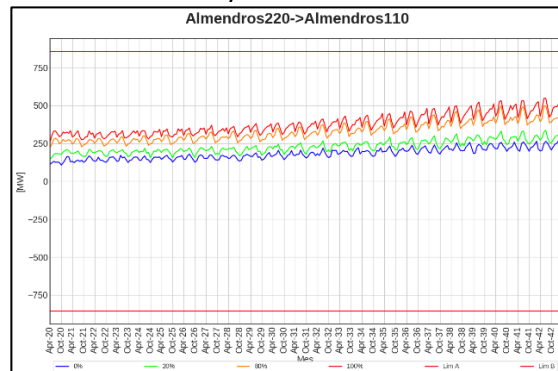


Figura 5-77. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Los Almendros.

5.4.3.1 Comentarios

- Se observan altos flujos en la transformación en S/E Polpaico 500/220 kV en el horizonte de análisis, debido principalmente a altos flujos por el corredor de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. A partir del año 2030 se aprecia una reducción de flujos debido a la puesta en servicio de la línea HVDC entre Kimal – Lo Aguirre.
- Para el corredor 500 kV Polpaico – Lo Aguirre se observa altos flujos en esta instalación en los primeros años de análisis. A partir del año 2030 se observa una disminución de flujos en esta línea, debido a la puesta en servicio de la línea HVDC, entre las SS/EE Kimal y Lo Aguirre.
- Para el corredor 500 kV entre SS/EE Alto Jahuel - Lo Aguirre se observan congestiones en el corto plazo. Sin perjuicio de lo anterior, esta situación es corregida mediante el aumento de capacidad decretado para esta línea.

5.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2020 presenta 1 transformador sobrecargados y 22 de ellos con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad. La figura 5-78 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el año 2026 (año 2020 al interior), donde los estados corresponden a:

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

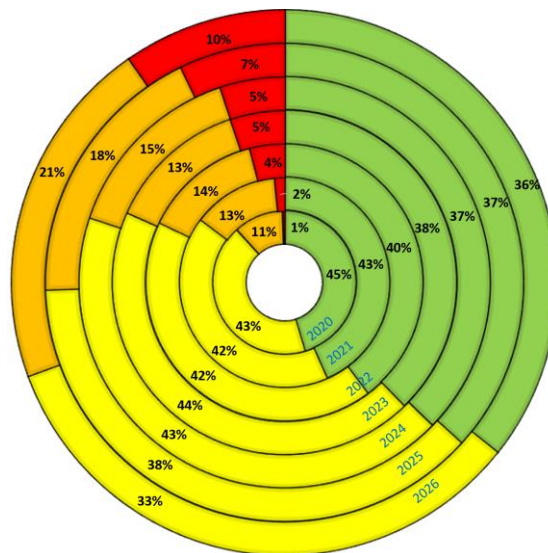


Figura 5-78. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona de la Región Metropolitana.

El análisis de la figura 5-78 permite observar que:

- Al año 2020, el 1% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe sobrecarga por sobre el 100% de la respectiva capacidad, mientras que un 11% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos supera el 85% de su capacidad.
- Se observa que el 10% de los transformadores AT/MT presenta sobrecargas dadas por los aumentos de demanda locales al año 2026.

A continuación, la tabla 5-49 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, 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 5-50 resume aquellos transformadores con sobrecargas que sí presentan solución vigente.

Tabla 5-49. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 – 2026, sin solución vigente en el corto plazo en la zona de la Región Metropolitana.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
ANDES 110/12,5 KV 25 MVA 2
BICENTENARIO 110/12,5 KV 25 MVA 1
CLUB HIPICO 110/12,5 KV 50 MVA 3
LAS ACACIAS 110/23,5 KV 37,5 MVA 1
LO BOZA 110/12,5 KV 25 MVA 1
LO BOZA 110/12,5 KV 50 MVA 4
MARISCAL 110/12 KV 30 MVA T1
MACUL 110/12,5 KV 50 MVA 4
PAJARITOS 110/12,5 KV 50 MVA 1
PAJARITOS 110/12,5 KV 50 MVA 2
RECOLETA 110/12,5 KV 50 MVA 3
RECOLETA 110/13,2 KV 25 MVA 1
SAN JOSÉ 110/12,5 KV 50 MVA 4
SAN JOSÉ 110/13,2 KV 25 MVA 2
SANTA RAQUEL 110/12,5 KV 22,4 MVA 4
SANTA RAQUEL 110/12,5 KV 50 MVA 1
VITACURA 110/12,5 KV 50 MVA 3

Tabla 5-50. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 – 2026, que sí cuentan con solución en zona Región Metropolitana.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión
VITACURA 110/12,5 KV 50 MVA 3	Nueva Subestación Providencia, Nueva Línea de Transmisión Subterránea 2x110 kV Vitacura – Providencia y Modificaciones en Subestación Vitacura. RE 91 18/03/2020

Cabe destacar que el Coordinador ha incluido en su propuesta del año 2018, obras que den solución a las altas cargabilidades de los transformadores en SS/EE Lo Boza, Pajaritos y Santa Raquel, contenidos en la Tabla 5-49. Las obras acordadas ya presentadas son:

- Aumento de capacidad S/E Lo Boza.
- Aumento de capacidad S/E Pajaritos.
- Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel.

5.4.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 11 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-79 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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

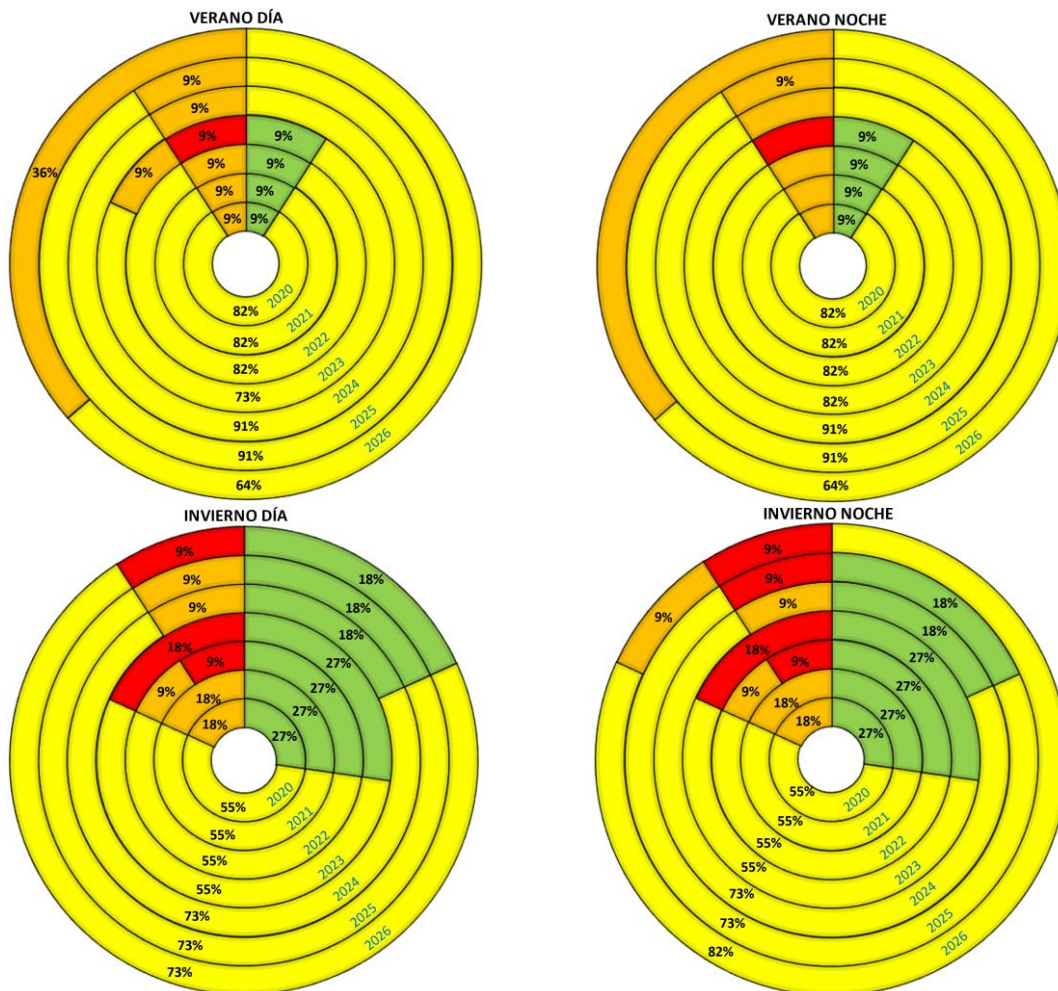


Figura 5-79. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona de la Región Metropolitana.

La tabla 5-51 muestra aquellos transformadores AT/AT que presentan sobrecarga en el horizonte de análisis 2020-2026, según cada escenario analizado.

Tabla 5-51. Transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020-2026, zona de la Región Metropolitana.

Transformador AT/AT	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Los Almendros 220/110 kV 400 MVA	Sí	Sí	Sí	Sí
Alto Jahuel 220/110 kV 390 MVA	No	No	Sí	Sí

De los dos (2) transformadores individualizados en la tabla 5-51, solo uno de ellos cuenta con una obra vigente para dar solución, lo cual se muestra en la tabla 5-52.

Tabla 5-52. Transformadores AT/AT sobrecargados en el periodo 2020-2026 que se alivian ante obra nueva.

Instalación Sobrecargada	Obra de Expansión
Los Almendros 220/110 kV 400 MVA	Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera (DE N°185/2020)

No existe obra vigente para dar solución a las altas cargabilidades del transformador Alto Jahuel 220/110 kV 390 MVA. Finalmente, cabe destacar que si bien el último plan de Expansión de la Transmisión 2019 promovido por la CNE, proporciona la nueva obra Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera, esta obra solamente da solución en el mediano plazo, ya que el transformador Los Almendros 220/110 kV 400 MVA presenta cargabilidades sobre el 90% para la época estival a finales del periodo de análisis.

La tabla 5-53 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 5-53. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2020-2026, zona de la Región Metropolitana.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Los Almendros 220/110 kV 400 MVA	Si	Si	No	Si
Alto Jahuel 220/115/13,2 kV 390 MVA	No	No	Sí	Si
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 400 MVA (Hyosung)	Sí	Si	No	No
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 400 MVA (Hyundai)	Sí	Si	No	No
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 400 MVA 3	Sí	Si	No	No

5.4.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 256 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-80 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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

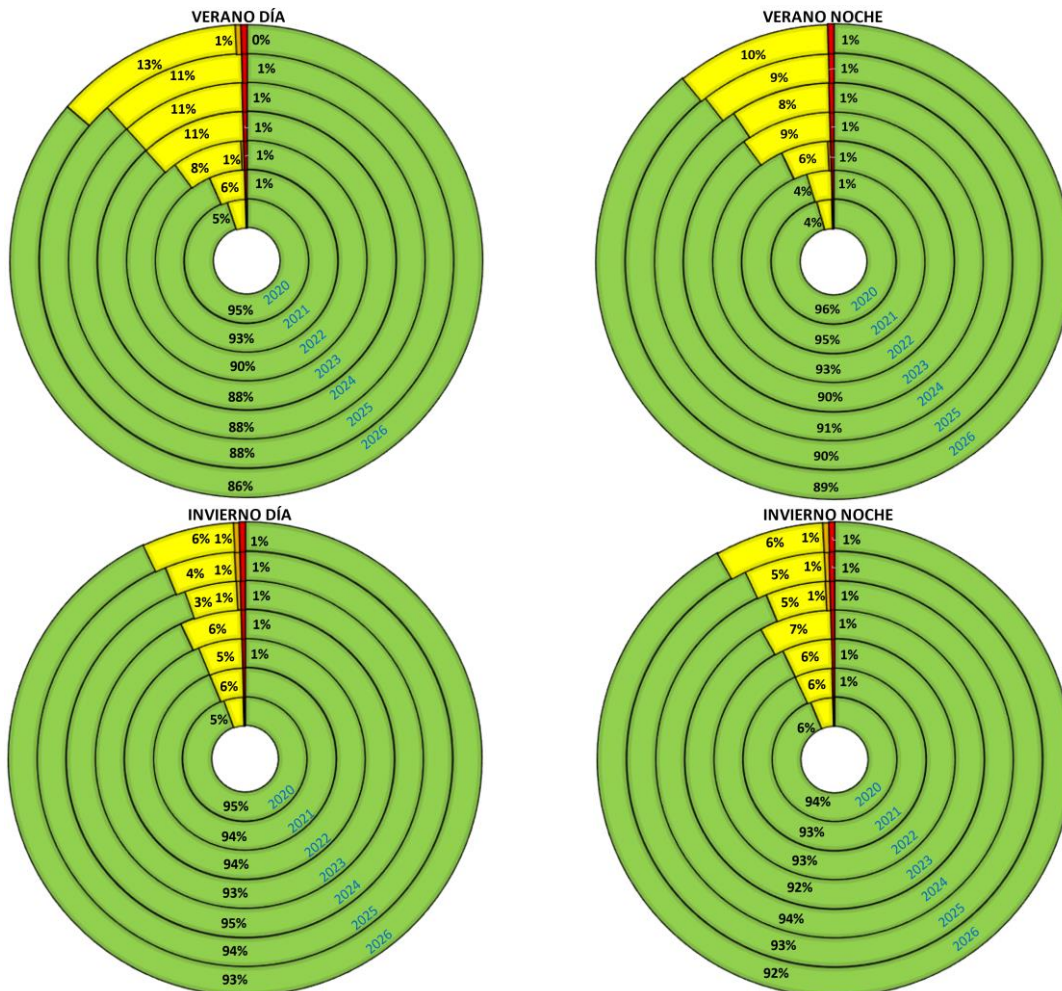


Figura 5-80. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Región Metropolitana.

La figura 5-80 refleja que existe un conjunto mínimo de líneas de transmisión con sobrecargas en los distintos escenarios. En concordancia con lo anterior, la tabla 5-54 presenta una (1) línea de transmisión que posee niveles de cargabilidad por sobre el 100% en todos los escenarios y años analizados entre 2020 y 2026. Adicionalmente, la tabla 5-55 presenta aquellas líneas de transmisión con cargabilidades entre el 85% y el 99% para el periodo 2020-2026.

Tabla 5-54. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2020-2026, zona de la Región Metropolitana.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x110 kV San Bernardo – Malloco	Sí	Sí	Sí	Sí

Tabla 5-55. Líneas de transmisión con cargabilidades entre 85% y 99% en el periodo 2020-2026, zona de la Región Metropolitana.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x110 kV San Bernardo – San Bernardo	Sí	No	No	No
1x110 kV Tap La Reina – Baja Cordillera	No	No	Sí	Sí

Las líneas presentadas en la tabla 5-54 y la tabla 5-55, no cuentan con obras vigentes que den solución a las altas cargabilidades identificadas.

5.4.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-56 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de la Región Metropolitana.

Tabla 5-56. Restricciones actuales de operación en la zona de la Región Metropolitana.

Instalación	Restricción
Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel	a) La línea alcanza su capacidad de operación ante escenarios de alta inyección de centrales ERNC. b) Línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico limitada por TTCC en extremo S/E Polpaico. c) Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre limitada por TTCC en extremo S/E Alto Jahuel.
S/E Chena	Barra única de 1x220 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.
S/E El Salto	Barra única de 1x220 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.
S/E Cerro Navia	Imposibilidad de operar los tres transformadores 220/110 kV en paralelo.
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 un tramo 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
Anillo 1x110 kV Enel Distribución	Ante escenarios de demanda alta en el Anillo Enel Distribución, se requiere el despacho de central Nueva Renca para preservar la seguridad del anillo.

5.4.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

Durante el desarrollo del diagnóstico, se ha identificado de forma preliminar, que la demanda potencial por concepto de electromovilidad, podría alcanzar lo indicado la tabla 5-57, cantidades que totalizan 415 MVA de demanda eléctrica en SS/EE de la Región Metropolitana. Cabe destacar que esta tabla es usada como insumo del diagnóstico precedente de transformadores AT/MT y líneas de transmisión zonal de la zona Metropolitana.

Tabla 5-57. Incrementos de demanda eléctrica (kW) por terminales de electromovilidad.

Subestación	Incrementos de demanda eléctrica (kW) por incorporación de terminales para electromovilidad						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Andes	9.600	5.400	-	-	-	-	15.000
Chacabuco 12 kV	7.300	-	-	-	-	-	7.300
Cisterna	-	10.200	-	-	-	-	10.200
Club Hípico	-	7.200	-	-	-	-	7.200
La Reina	-	5.000	11.300	-	-	-	16.300
Lo Boza 23 kV	16.900	-	18.600	-	-	-	35.500
Lo Valledor	-	-	800	-	-	-	800
Macul	18.500	17.100	8.300	-	-	-	43.900
Pajaritos 12 kV	-	-	9.300	-	-	-	9.300
Panamericana	3.200	-	9.500	-	-	-	12.700
Pintana	10.400	19.800	-	-	-	-	30.200
Pudahuel	6.300	20.200	-	-	-	-	26.500
Quilicura 12 kV	-	9.000	-	-	-	-	9.000
Recoleta	37.400	19.700	-	-	-	-	57.100
San Bernardo	-	20.400	9.800	-	-	-	30.200
San Joaquín	-	-	3.300	-	-	-	3.300
San Pablo	12.800	17.400	2.700	-	-	-	32.900
Santa Marta 23 kV	-	9.900	7.100	-	-	-	17.000
Santa Raquel	-	3.600	8.000	-	-	-	11.600
Santa Rosa Sur	13.400	-	5.300	-	-	-	18.700
Total	135.800	164.900	94.000	0	0	0	

5.4.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Región Metropolitana, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-58 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-58. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona de la Región Metropolitana.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
XIII Región Metropolitana de Santiago	La Reina	Ictinos	PFV Techos de Altamira	0,15	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación en S/E La Reina obra en DE N°171 7/09/2020.
	Lo Boza	Chorrillos	PFV Lipangue	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones
	Punta Peuco	Polpaico	PFV San Francisco	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones
	El Manzano	Huechún	PFV La Quinta Solar	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones
	Batuco	Portezuelo	PFV Valle de la luna II	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación en S/E Batuco obra en DE N°171 7/09/2020.
	Maipú	La Blanca	PFV CINTAC	2,77	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Punta Peuco	Polpaico	PFV Til Til	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Los Dominicos	La Posada	CH Hidroarrayán 1	1,4	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	El Manzano	Ovejería	PFV Ovejería	9	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Lo Boza	Chorrillos	Diesel Chorrillos I	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.

		Cordillera	Diesel AGNIDIESEL	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
		Aguas Claras	PFV Sol de Septiembre	9	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Batuco	La Montaña	PFV La Siembra	1	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación en S/E Batuco obra en DE N°171 7/09/2020.
	El Manzano	Ovejería	PFV El Litre Solar 2	9	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Pajaritos	Anunciación	PFV Trebal Solar	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Alonso de Córdova	Recabarrén	PFV UTFSM Vitacura	1,25	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Santa Marta	Emos N°2	PFV El Trebal	8,1	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación S/E Santa Marta obra en DE N°171 7/09/2020.

5.4.10 ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS

Durante el desarrollo de este diagnóstico se ha realizado un análisis de requerimientos de reactivo para la zona de la Región Metropolitana, el cual se detalla en extenso en el Apéndice III. Los resultados muestran que, ante contingencias, las tensiones en la Región Metropolitana se mantienen dentro del rango establecido en la NTSyCS para el estado normal y el estado de alerta. Las contingencias más exigentes corresponden a la desconexión del transformador 220/110 kV Los Almendros o la desconexión del transformador 220/110 kV El Salto.

Finalmente, el incluir compensación reactiva en transformadores AT/MT, disminuye los requerimientos de reactivos en transmisión y optimiza el tamaño de BBCC que se instala, ya que los reactivos abastecen en el punto donde se encuentran los requerimientos de reactivos.

5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

5.5.1 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 5-81 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Alto Jahuel – Charrúa.

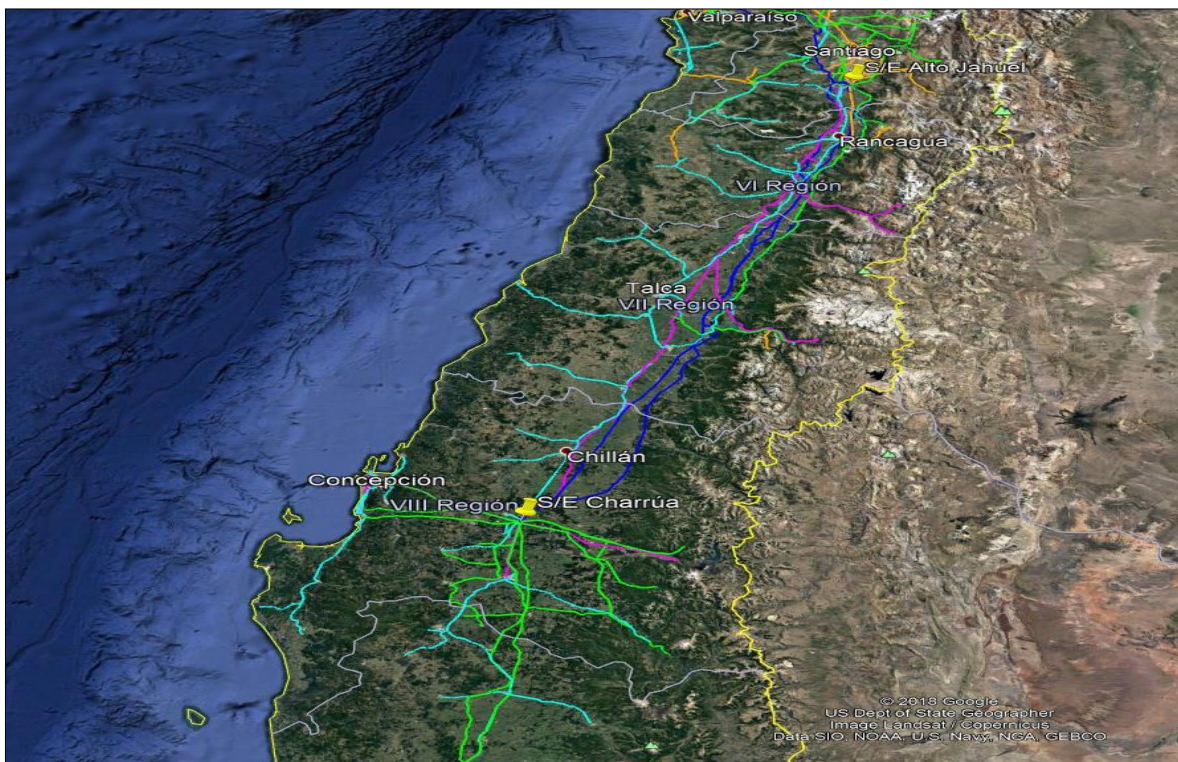


Figura 5-81. Zona territorial de Alto Jahuel – Charrúa estudiada.

La zona bajo 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 5-82, individualizadas con un detalle técnico general en la tabla 5-59.

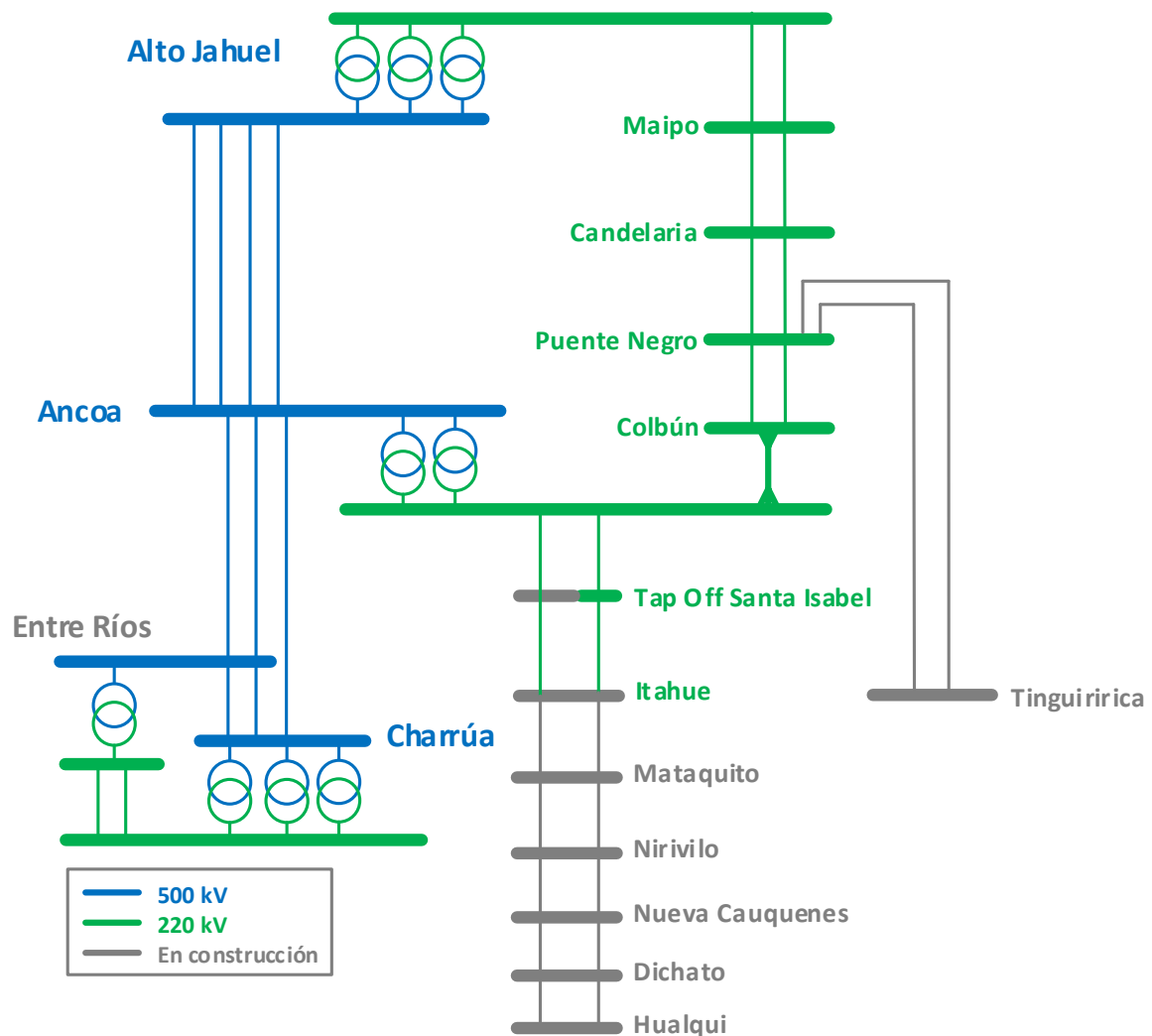


Figura 5-82. Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-59. Principales instalaciones del 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
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	2	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 agrícolas.

El suministro de demanda del sistema zonal Alto Jahuel – Charrúa posee cinco (5) puntos de inyección desde el sistema nacional, los cuales corresponden a:

- S/E Alto Jahuel 220 kV
- S/E Alto Melipilla 220 kV
- S/E Puente Negro 220 kV
- S/E Itahue 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 Maule 154 kV y 66 kV
- S/E Alto Melipilla 220 kV y 110 kV

En términos de generación, la central Rapel provee energía eléctrica al mayor número de consumos de la zona bajo estudio, dado que abastece la zona sur de la Provincia de Melipilla y la zona costera de la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

En complemento a la central Rapel, existen otras centrales generadoras conectadas en el sistema, de menor tamaño que contribuyen con la inyección local, entre las cuales destacan:

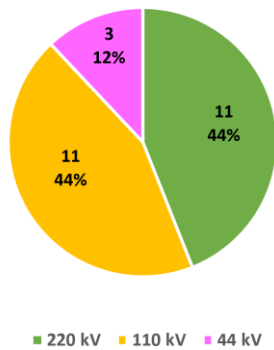
- Central Diesel Constitución
- Central de biomasa Licantén
- Central de biomasa Nueva Aldea
- Central de biomasa Pacífico
- Central de biomasa Viñales
- Central hidroeléctrica de pasada Lircay
- Central hidroeléctrica de pasada Mariposas
- Central hidroeléctrica de pasada Providencia
- Central hidroeléctrica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

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 virtud de las características del sistema zonal analizado, las demandas modeladas requieren un alto grado de desagregación. Adicionalmente, la información de la previsión de demanda es complementada utilizando información del sistema SCADA y las mediciones entregadas al Coordinador a través de los coordinados con motivo del cumplimiento de la calidad de producto, los datos del proceso de facturación, entre otros.

En términos de las líneas existentes de la zona estudiada, se presenta la figura 5-83, 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.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

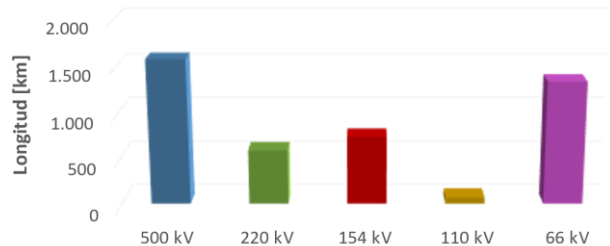


Figura 5-83. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona Alto Jahuel – Charrúa actualmente posee 40 transformadores de tres devanados. En el periodo analizado hasta 2026, se adicionan 7 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 5-84 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.

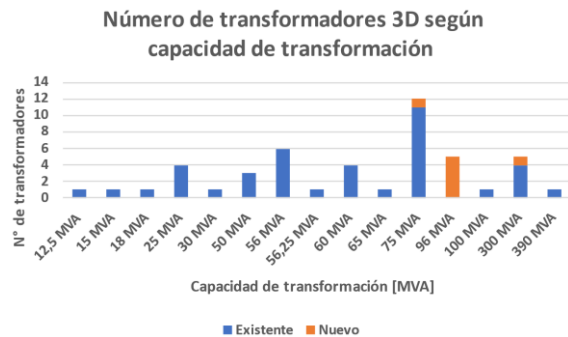
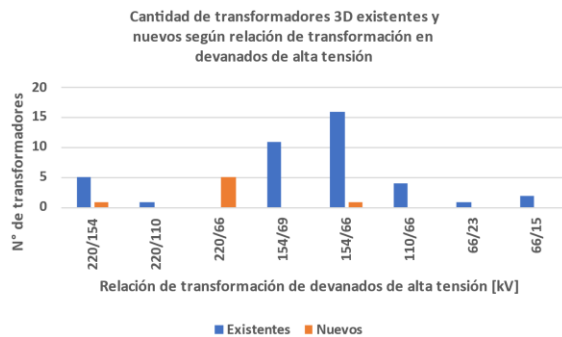


Figura 5-84. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la figura 5-84 se observa que la gran mayoría de los nuevos transformadores poseen una razón de transformación 220/66 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 de Parral al Sur.

Respecto a los transformadores de 2D o AT/MT, el análisis considera 141 transformadores AT/MT dentro del periodo de análisis hasta el 2025, de distintos niveles de transformación con capacidades que varían desde 1 MVA hasta 40 MVA. La figura 5-85 resume la cantidad de transformadores según

la capacidad de éstos. En su gran mayoría, la zona de Alto Jahuel – Charrúa posee transformadores típicos con capacidad de transformación de 5, 10, 25 y 30 MVA.

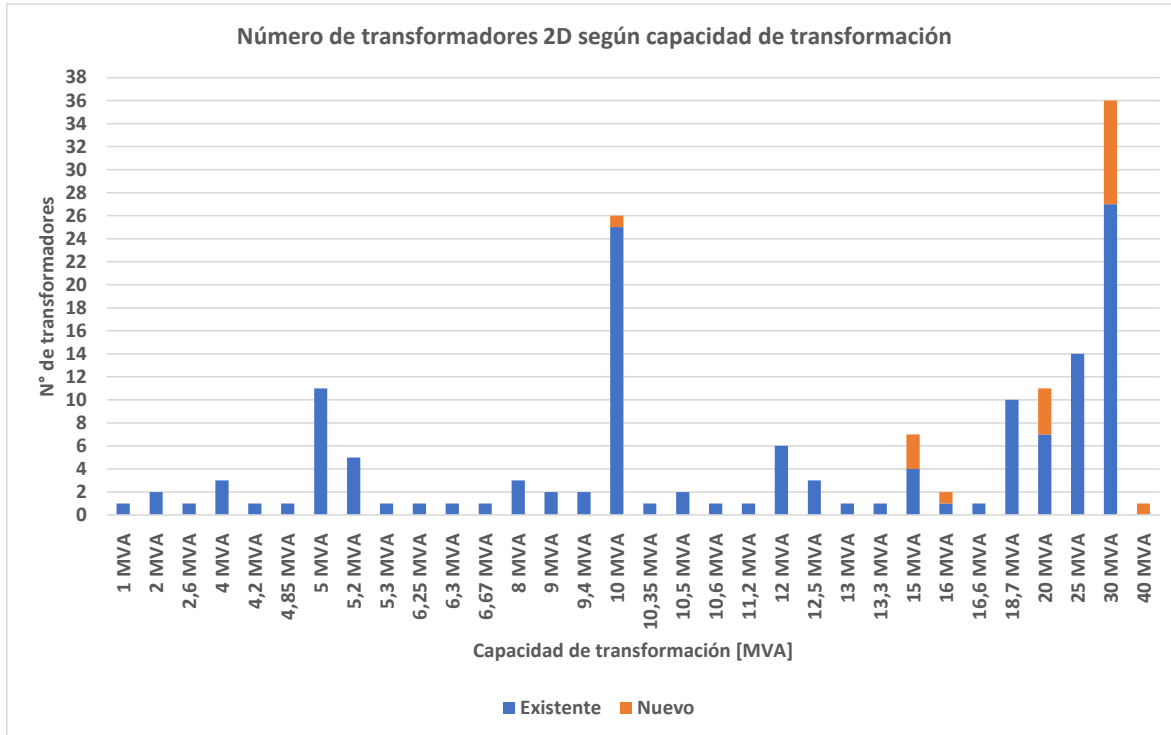


Figura 5-85. Cantidad de transformadores 2D según capacidad de transformación en MVA.

5.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-60.

Tabla 5-60. Cuadro de temperaturas por zona, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Melipilla	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Talagante	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Rancagua	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
San Fernando	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Pichilemu	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Curicó	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Talca	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Linares	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Cauquenes	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Bulnes	35 °C	30 °C	20 °C	15 °C

A continuación, mediante la tabla 5-61 a la tabla 5-67, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Alto Jahuel - Charrúa, 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. Es importante destacar que, para efectos del estudio, las obras declaradas desiertas en los procesos de licitación que lleva a cabo el Coordinador han sido consideradas con puesta en servicio estimada fuera del horizonte de análisis.

Tabla 5-61. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E La Esperanza	(*)
Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	(*)
Ampliación en S/E Nancagua	(*)
Ampliación en S/E Panihue	(*)
Ampliación en S/E Graneros	Verano 2022
Seccionamiento en S/E San Gregorio	Verano 2022
Aumento de Capacidad de Transformación en S/E Longaví	Verano 2022
Ampliación en S/E San Gregorio	Verano 2022
Ampliación en S/E Alameda	Verano 2023
Ampliación en S/E San Carlos	Verano 2023
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2023
Cambio Circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	Verano 2023

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

Tabla 5-62 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de capacidad en S/E Colchagua	Verano 2022
Aumento de capacidad en S/E Piduco	(*)
Aumento de capacidad en S/E El Monte	(*)
Ampliación Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche: Incorporación de paños de línea	Verano 2025
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	Verano 2025
Ampliación en S/E Punta Cortes para interconexión de Línea 2x220 kV Punta Cortes – Tuniche	Verano 2025
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, Segmento Tap Rengo Pelequén	(*)
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	(*)
Ampliación en S/E El Manzano	(*)
Ampliación en S/E La Esperanza	(*)
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	(*)

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Verano 2025
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	(*)
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	(*)

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

Tabla 5-63 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	(*)
Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, Energizada en 220 kV	(**)
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	(**)

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

(**): Obra condicionada que no se ha considerado dentro del horizonte de análisis.

Tabla 5-64 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Chocalán	Verano 2023
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	(*)

Obras Zonales de Expansión	Escenario
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 5-65 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019).

Obras Zonales de Expansión	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 5-66 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020).

Obras Zonales de Expansión	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 5-67 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020).

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	Verano 2025
Nueva S/E Seccionadora El Ruil	Verano 2025

En la tabla 5-68, 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 5-68. Obras establecidas a través del artículo 102°.

Proyecto	Escenario	Resolución
Seccionamiento línea 1x154 kV Charrúa – Chillán y nueva S/E Los Canelos, transformador 220-154/66 kV 75 MVA y transformador 66/13,2 kV 30 MVA	Verano 2023	RE 198 11/06/2020
Nueva línea 1x66 kV Los Canelos – Lucero	Verano 2024	RE 198 11/06/2020

Se han obtenido las demandas máximas coincidentes para 17 subzonas, cuyas fechas son detalladas en la tabla 5-69, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-69. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Chillán	2019-12-30 15:00:00	2019-12-30 22:00:00	2019-06-26 17:00:00	2019-06-26 19:00:00
Fátima	2019-01-08 16:00:00	2019-03-06 21:00:00	2019-04-04 10:00:00	2019-07-10 23:00:00
Itahue	2019-02-22 10:00:00	2019-02-19 21:00:00	2019-04-10 10:00:00	2019-04-13 19:00:00
Buín	2019-12-26 15:00:00	2019-12-12 22:00:00	2019-06-24 14:00:00	2019-06-13 20:00:00
Linares	2019-02-05 16:00:00	2019-02-05 19:00:00	2019-07-01 12:00:00	2019-07-23 19:00:00
Las Arañas	2019-11-17 13:00:00	2019-12-30 22:00:00	2019-09-19 14:00:00	2019-06-23 19:00:00
Malloa	2019-02-21 11:00:00	2019-02-14 21:00:00	2019-04-03 10:00:00	2019-04-13 19:00:00
Maule	2019-02-20 16:00:00	2019-02-19 19:00:00	2019-06-25 11:00:00	2019-06-25 19:00:00
Melipilla	2019-02-11 15:00:00	2019-02-04 21:00:00	2019-09-24 10:00:00	2019-07-22 20:00:00
Monterrico	2019-02-15 14:00:00	2019-10-28 22:00:00	2019-06-26 16:00:00	2019-06-26 21:00:00
Paine	2019-03-08 15:00:00	2019-03-05 21:00:00	2019-08-09 11:00:00	2019-08-07 20:00:00
Parral	2019-02-05 15:00:00	2019-12-30 22:00:00	2019-06-14 11:00:00	2019-07-23 19:00:00
Quelentaro	2019-02-21 10:00:00	2019-12-30 21:00:00	2019-04-12 10:00:00	2019-07-27 19:00:00
Rancagua	2019-02-14 16:00:00	2019-12-10 21:00:00	2019-06-24 16:00:00	2019-08-07 20:00:00
San Fernando	2019-02-19 15:00:00	2019-02-19 21:00:00	2019-04-04 11:00:00	2019-07-28 20:00:00
Teno	2019-03-13 16:00:00	2019-03-26 20:00:00	2019-04-04 11:00:00	2019-04-06 20:00:00
Talca	2019-02-05 16:00:00	2019-10-01 21:00:00	2019-07-01 12:00:00	2019-07-01 19:00:00

5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-86 a la figura 5-94, 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. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice IV, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

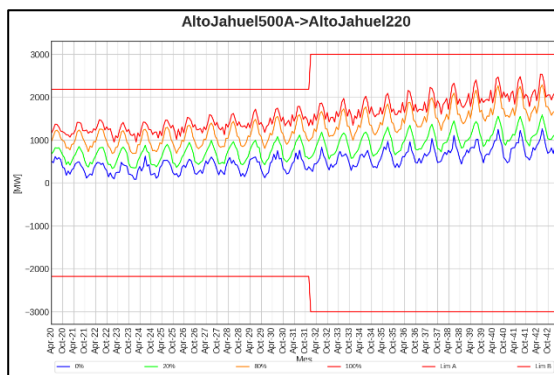


Figura 5-86. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.

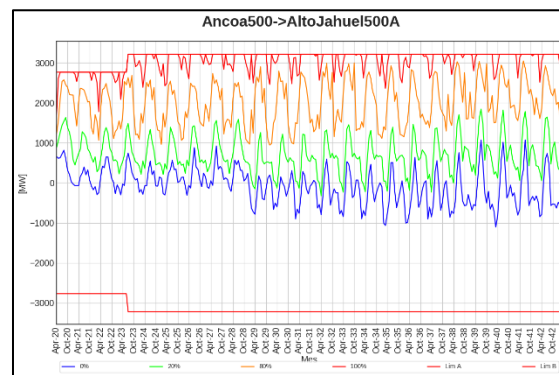


Figura 5-87. Utilización esperada tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

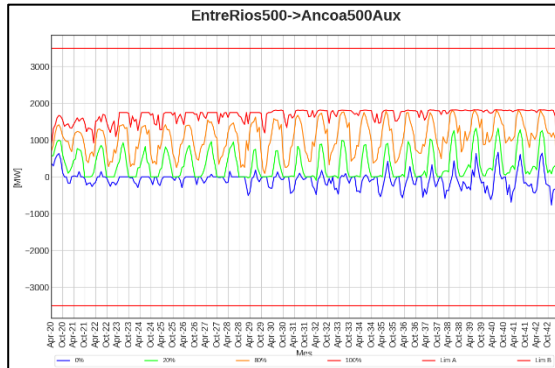


Figura 5-88. Utilización esperada tramo 500 kV Entre Ríos - Ancoa.

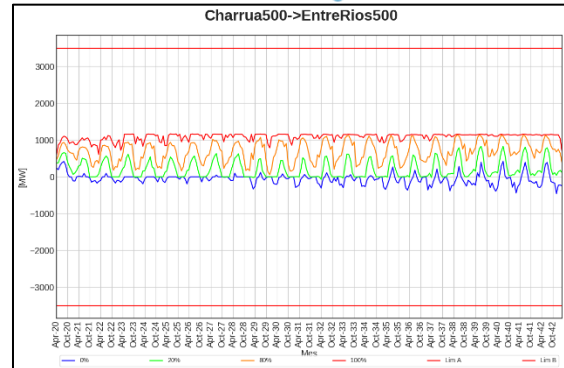


Figura 5-89. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Entre Ríos.

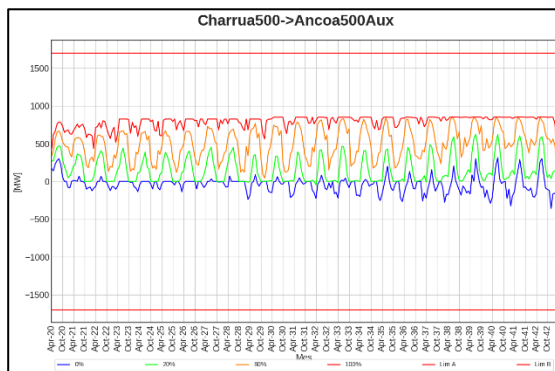


Figura 5-90. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Ancoa.

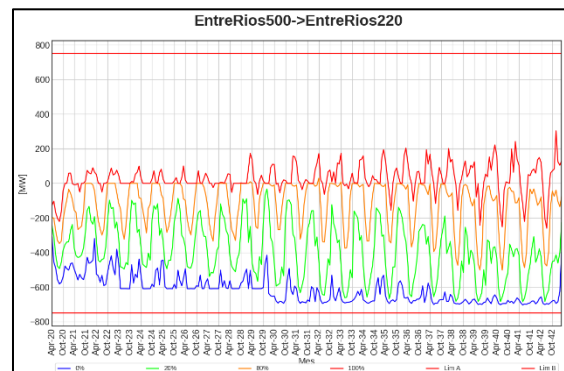


Figura 5-91. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Entre Ríos.

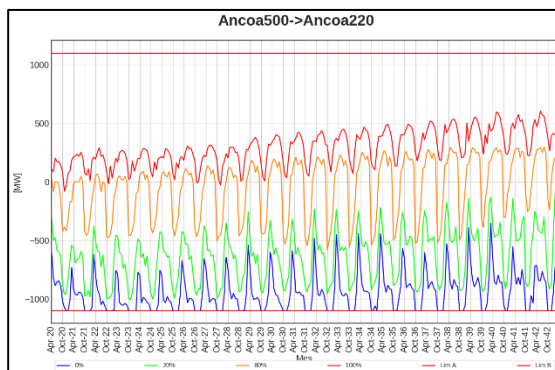


Figura 5-92. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Ancoa.

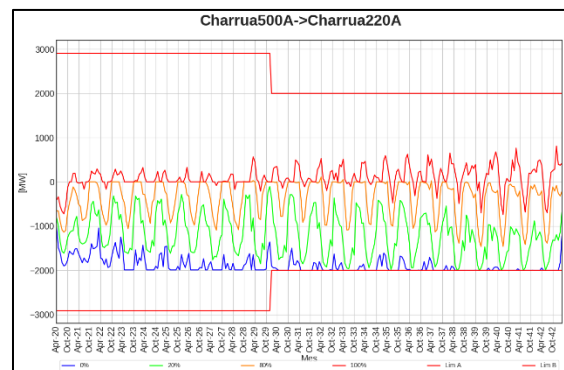


Figura 5-93. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Charrúa.

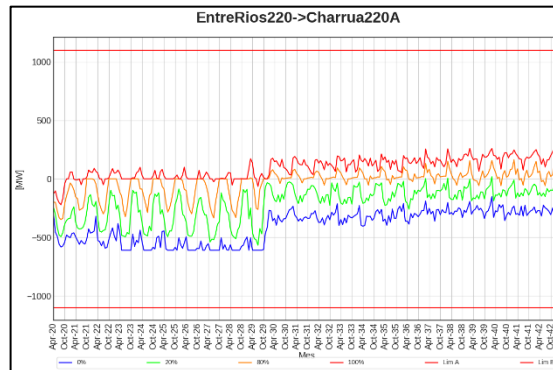


Figura 5-94. Utilización esperada tramo 220 kV Entre Ríos - Charrúa.

5.5.3.1 Comentarios

- No se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Alto Jahuel hasta el año 2035.
- Se observan congestiones durante todo el horizonte de análisis en el tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, con flujos Sur → Norte. El DE N°185/2020 ha considerado un equipo CER de al menos una capacidad de inyección de 200 MVar a instalarse en la S/E Maipo o en la S/E Alto Jahuel. Lo anterior para permitir levantar restricciones en condición de N-1. Adicionalmente, en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 se han propuesto obras que levanten restricciones de TT/CC identificadas en este tramo.
- Se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Ancoa en sentido hacia 500 kV, durante época estival.
- Se observan congestiones en transformación 500/220 kV en la S/E Charrúa en sentido hacia 500 kV.

5.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo 2020 presenta 10 transformadores sobrecargados y 25 de ellos con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad. La figura 5-95 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2019 hasta el año 2025 (año 2019 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%

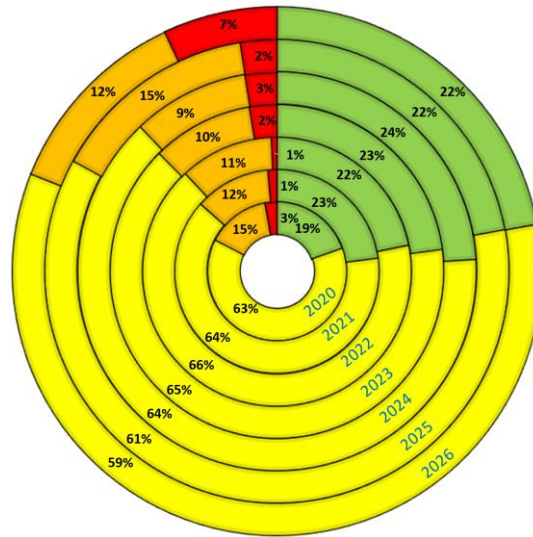


Figura 5-95. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

El análisis de la figura 5-95 permite observar que:

- Al año 2020, el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe sobrecarga por sobre el 100% de la respectiva capacidad, mientras que un 15% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos supera el 85% de su capacidad.
- La incorporación de nuevas obras durante el año 2021 permite disminuir la cantidad de transformadores AT/MT con periodos de sobrecarga. Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2022 hasta el final del horizonte de análisis, se observa que al año 2026, el 7% de los transformadores AT/MT presenta sobrecargas dadas por los aumentos de demanda locales.

A continuación, la tabla 5-70 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, 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 5-70 resume aquellos transformadores con sobrecargas que sí presentan solución vigente.

Tabla 5-70. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 – 2026, sin solución vigente en el corto plazo.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
COCHARCAS 66/13,8 kV 12 MVA
EL MAITÉN 66/13,8 kV 10 MVA T1
HUALTE 66/33-23 kV 10 MVA
EL MONTE 66/13,8 kV 10 MVA T1 (*)
MARCHIGÜE 66/13,8 kV 10 MVA T1
NANCAGUA 66/13,8 kV 10 MVA T1 (*)
PANIAHUE 66/13,8 kV 20 MVA T1 (*)
PIDUCO 66/15 kV 30 MVA T2 (*)
SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 18,7 MVA T1 (*)

SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 25 MVA T2 (*)

SANTA ELISA 33/23 kV 6-8 MVA ()**

(*) Obras que poseen soluciones vía Decreto Exento; sin embargo, los procesos de licitación asociados han resultado desiertos.

(**) Se han considerado factibilidades rechazadas indicadas por la empresa COPELEC que, al ejecutarse, sobrecargan el transformador.

Tabla 5-71. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 – 2026 que sí cuentan con solución, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión
CAUQUENES 66/23-15 kV 12 MVA T3	Ampliación en S/E Cauquenes DE 418/2017
COLCHAGUA 66/15 kV 10,5 MVA T1	Ampliación en S/E Colchagua DE 293/2018
CONSTITUCIÓN 66/23 kV 30 MVA T3	Ampliación en S/E Constitución DE 418/2017
MOLINA 66/15 kV 20 MVA T2	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Curicó DE 198/2019
PELEQUÉN 66/15 kV 4 MVA T1	Ampliación en S/E Pelequén RE N°252/2020
QUILMO 66/33kV 8-10 MVA	Nueva S/E Quilmo II 66/23 kV 12 MVA DE 418/2017
SAN JAVIER 66/23 kV 5 MVA T1	Ampliación en S/E San Javier DE 418/2017
TRES ESQUINAS T1 66/13,8 kV 8-10 MVA	Nueva S/E Los Tilos Bulnes 66/13,8 kV 12 MVA Nueva S/E Los Canelos 66/13,2 kV 30 MVA

Cabe destacar que el Coordinador en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 ha propuesto obras que den solución a las sobrecargas de los transformadores en las SS/EE Cocharcas, Hualte, Marchigüe y Santa Elisa.

5.5.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 44 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-96 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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

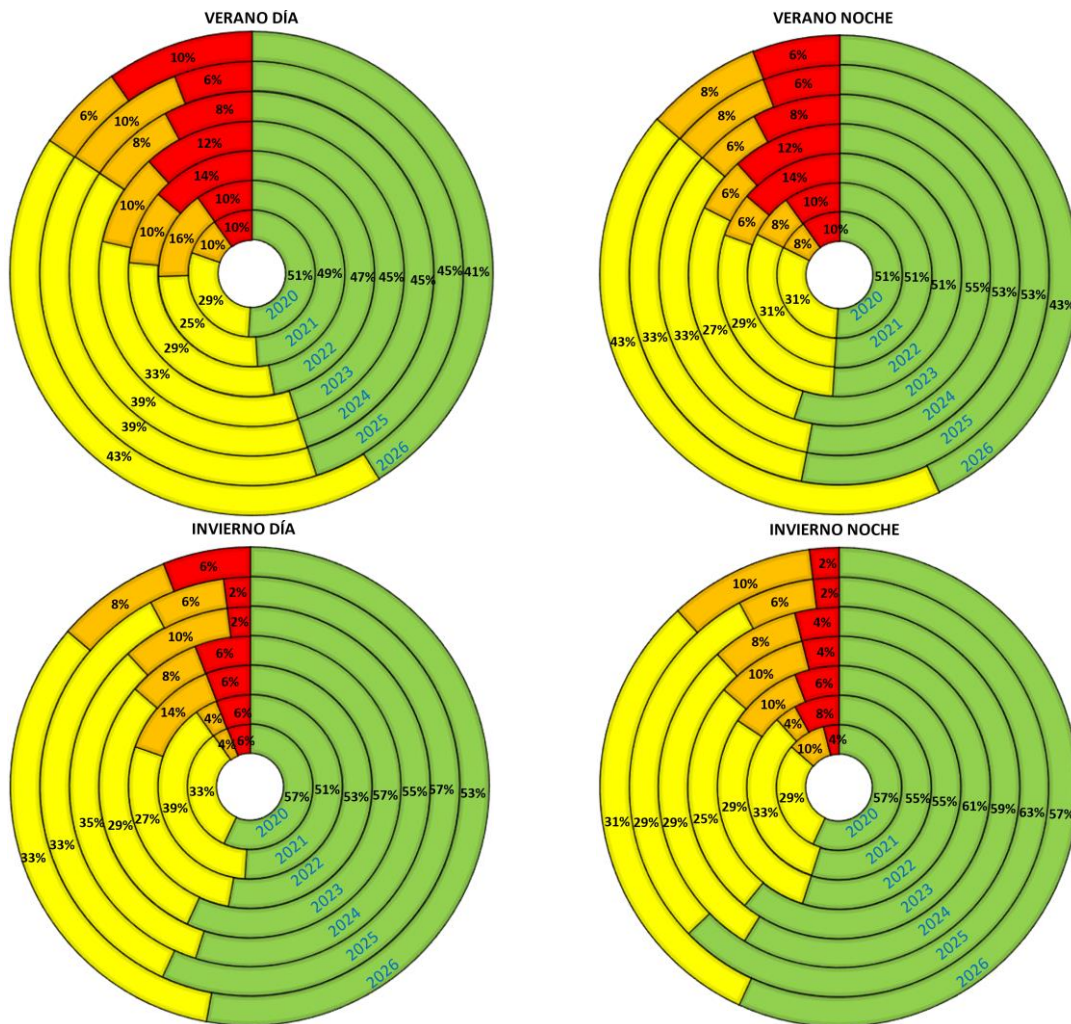


Figura 5-96. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

La tabla 5-72 muestra aquellos transformadores AT/AT que presentan sobrecarga en el horizonte de análisis 2020-2026, según cada escenario analizado.

Tabla 5-72. Transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020-2026, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Transformador AT/AT	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Alto Jahuel 300 MVA 220/154/69 kV	Sí	No	No	No
Fátima 154/69/14,8 kV	Sí	Sí	Sí	Sí
Linares 75 MVA 154/69/14,8 kV	No	Sí	No	No
Maule 60 MVA 154/66/15 kV T1	Sí	No	Sí	No
Maule 60 MVA 154/66/15 kV T2	Sí	No	Sí	No
Parral 75 MVA 154/66/13,2 kV T1	Sí	Sí	No	No

Punta Cortés 56 MVA 154/69/13,8 kV 1	Sí	Sí	No	No
Rancagua 154/69/13,8 kV T4	Sí	Sí	Sí	Sí
San Fernando 56 MVA 154/69/14,8 kV	Sí	Sí	No	Sí
Teno 25 MVA 154/66/14,8 kV	No	Sí	Sí	No
Tinguiririca 300 MVA 220/154/69 kV	Sí	Sí	No	No

Las instalaciones que se observan aliviadas en el horizonte de análisis son las siguientes:

- El transformador Alto Jahuel 300 MVA 220/154/69 kV, mediante la incorporación del transformador Punta de Cortés 220/154/66 kV.
- El transformador Fátima 154/69/14,8 kV, a partir del año 2024, mediante el proyecto de ampliación en S/E Fátima, que considera el traslado e instalación en la S/E Fátima del transformador 75 MVA 154/66/14,8 kV actualmente instalado en la S/E Paine.
- El transformador Linares 75 MVA 154/69/14,8 kV y el transformador Parral 75 MVA 154/66/13,2 kV, mediante la incorporación de la S/E Nueva Cauquenes y su transformador 96 MVA 220/66/13,8 kV.
- El transformador Rancagua 154/69/13,8 kV T4, con la incorporación de la subestación seccionadora Codegua, que posee un transformador 110/66 kV de al menos 100 MVA (considera 100 MVA para efectos de simulación).

La tabla 5-73 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 5-73. Transformadores con cargas por sobre el 85% durante el periodo 2020-2026

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Itahue 300 MVA 225/161/69 kV	Sí	Sí	No	No
Rancagua 56 MVA 154/69 kV T1	No	No	Sí	Sí
San Fernando 25 MVA 154/69/13,2 kV	No	Sí	Sí	Sí

Cabe destacar que el Coordinador, en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 y en su Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, ha propuesto obras que dan solución a las altas cargabilidades identificadas:

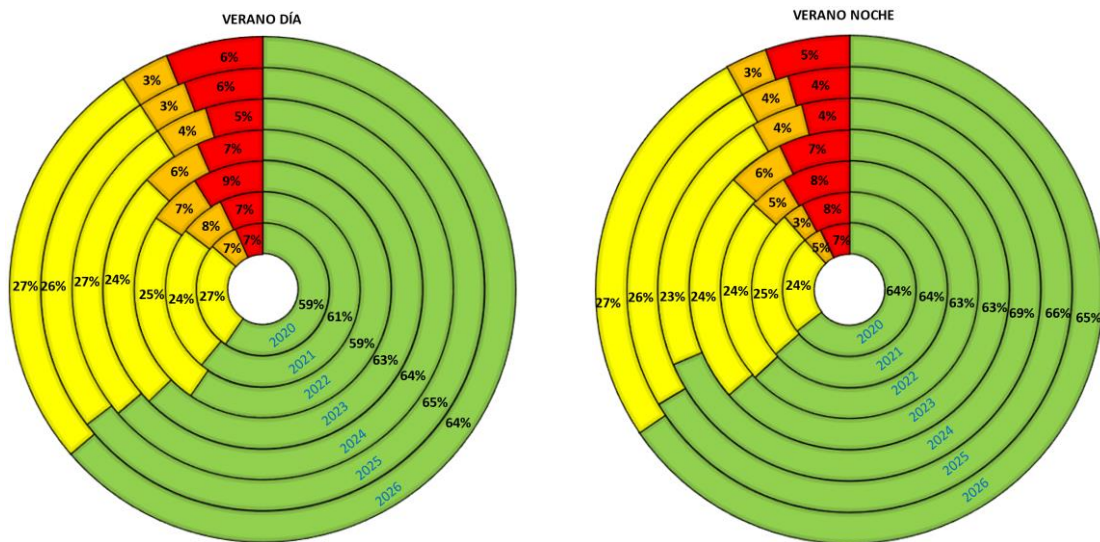
- Nuevo transformador en la S/E Itahue de 300 MVA 220/154/66 kV.
- Nuevo transformador en la S/E Punta de Cortés de 75 MVA 154/69/13,8 kV.
- Reemplazo de transformador en la S/E Teno de 25 MVA 154/69/14,8 kV por un nuevo transformador 75 MVA 154/69/14,8 kV.
- Repotenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV y reemplazo BBCC en terciario de transformador N°1 en S/E Rancagua. Reutilización de los BBCC existentes en el terciario del Transformador N°1 154/69/13,8 kV 75/75/25 MVA de la S/E Parral.

Respecto a las sobrecargas identificadas en el transformador San Fernando 56 MVA 154/69/13,2 kV, es importante destacar que se han considerado no ejecutadas durante el horizonte de análisis, las obras de ampliación del DE 293/2018; Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua, Ampliación S/E El Manzano y Ampliación S/E La Esperanza; junto con la Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano del DE 4/2019. Al respecto, se sugiere la aplicación del artículo 102° de la LGSE para la ejecución de las obras mencionadas.

5.5.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 212 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-97 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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



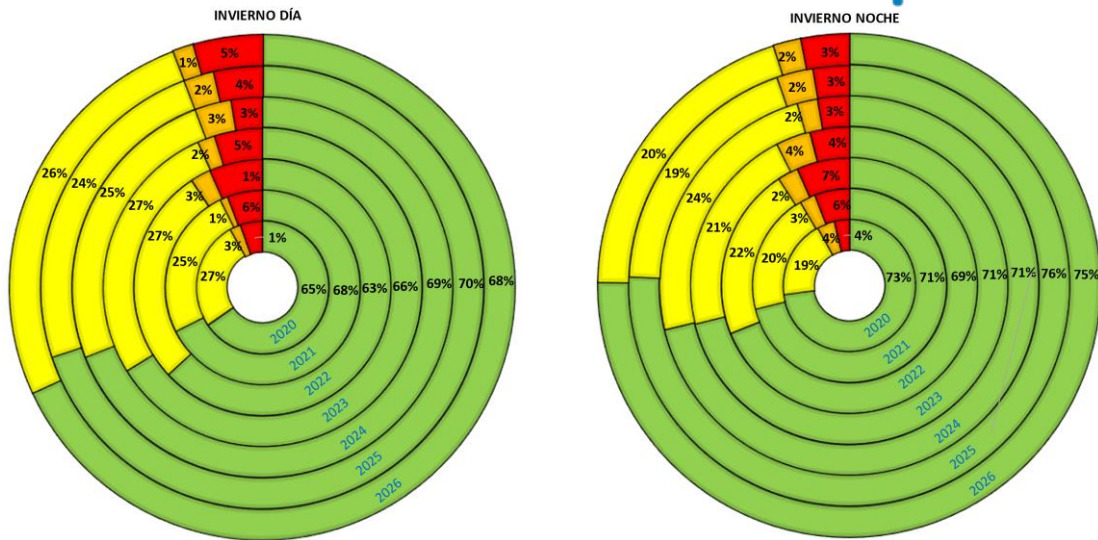


Figura 5-97. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Alto Jahuel – Charrúa.

La figura 5-97 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, la tabla 5-74 presenta 32 líneas de transmisión que poseen niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los escenarios y años analizados entre 2020 y 2026.

Tabla 5-74. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2020-2026, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Línea	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco	Sí	Sí	Sí	Sí
1x154 kV Linares – Yervas Buenas	Sí	Sí	No	No
1x154 kV Maule – Yervas Buenas	Sí	Sí	Sí	No
1x154 kV Parral – Tap Chillán	Sí	Sí	No	No
1x154 kV Pueblo Seco – Tap Chillán	Sí	Sí	Sí	Sí
1x154 kV Tap Chillán – Monterrico	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Alto Jahuel – Buin	Sí	No	No	No
1x66 kV Charrúa – Santa Clara	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Dole – Rancagua	No	Sí	No	No
1x66 kV Graneros – Indura	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Indura – Dole	No	Sí	No	No
1x66 kV La Ronda – San Vicente	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Linares – Chacahuín	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Los Tilos Bulnes – Tap Tres Esquinas	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Nirivilo – San Javier	No	No	Sí	No
1x66 kV Paine – I. Maipo	Sí	No	No	No
1x66 kV Rancagua – Alameda	No	No	Sí	Sí
1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Rauquén – Curicó	Sí	Sí	No	Sí
1x66 kV San Fernando – La Ronda	Sí	Sí	Sí	No
1x66 kV San Rafael – Itahue 66 kV	Sí	No	Sí	No
1x66 kV Santa Clara – Los Tilos Bulnes	Sí	Sí	Sí	Sí

1x66 kV Talca – Piduco	No	No	Sí	Sí
1x66 kV Tap Linares Norte – Linares	Sí	No	No	No
1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Lirios	Sí	Sí	No	No
1x66 kV Tap Tres Esquinas – Lucero	Sí	Sí	Sí	Sí
1x66 kV Tap Tres Esquinas – Tres Esquinas	Sí	No	No	No
1x66 kV Tap Villa Prat – Itahue	Sí	No	Sí	No
1x66 kV Teno – Rauquén	Sí	Sí	No	Sí
1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa	Sí	Sí	Sí	No
1x33 kV Quilmo – Lajuelas	Sí	Sí	Sí	Sí

De las 32 líneas de transmisión individualizadas en la tabla 5-74, 19 de ellas poseen obras vigentes para dar solución, lo cual es mostrado en la tabla 5-75.

Tabla 5-75. Líneas de transmisión sobrecargadas periodo 2020-2026 que se alivian ante obra nueva.

Instalación Sobrecargada	Obra de Expansión
1x154 kV Parral - Tap Chillán	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral DE 418/2017
1x154 kV Charrúa - Pueblo Seco 1x154 kV Pueblo Seco - Tap Chillán 1x154 kV Tap Chillán - Monterrico	Cambio circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa – Monterrico, DE 418/2017
1x66 kV Charrúa - Santa Clara 1x66 kV Santa Clara - Los Tilos Bulnes 1x66 kV Los Tilos Bulnes - Tap Tres Esquinas 1x66 kV Tap Tres Esquinas - Lucero	Ampliación de capacidad línea 1x66 kV Charrúa – Chillán DE 198/2019
1x66 kV Dole – Rancagua 1x66 kV Graneros – Indura 1x66 kV Indura - Dole	Nueva S/E Seccionadora Codegua DE 231/2019
1x66 kV Paine - I. Maipo 66 kV	Línea 1x66 kV Fátima – Isla de Maipo DE 418/2017
1x66 kV Talca - Piduco	Nueva S/E Seccionadora El Ruil Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 RE N°252/2020)
1x66 kV Tap Linares Norte - Linares	Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes 2x66 DE 418/2017
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	Seccionamiento línea 1x154 kV Charrúa – Chillán y nueva S/E Los Canelos, transformador 220-154/66 kV 75 MVA y transformador 66/13,2 kV 30 MVA RE 198/2020 – Artículo 102° Nueva S/E Los Tilos Bulnes DE 418/2017
1x66 kV La Ronda - San Vicente 1x66 kV San Fernando - La Ronda	Línea 1x66 kV Esperanza - El Manzano* DE 04/2019
Línea 1x66 kV Linares - Chacahuín	Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín – Linares* DE 293/2018
1x66 kV Nirivilo - San Javier	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier* DE 198/2019

(*) Obras que poseen soluciones vía Decreto Exento; sin embargo, los procesos de licitación asociados han resultado desiertos.

De las 13 líneas de transmisión sin solución vigente a la fecha, cabe destacar que el Coordinador, en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020 y en su Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, ha propuesto obras que dan solución a las sobrecargas de 6 de estas líneas de transmisión, mediante las siguientes obras:

- Aumento de capacidad línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa y línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas.
- Aumento de capacidad línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin.

- Aumento de capacidad línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza y línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

Respecto a la regulación de tensión de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, se observan problemas de tensión en el corto plazo para las instalaciones individualizadas en la tabla 5-76.

Tabla 5-76. Instalaciones de transmisión con problemas de tensión durante el horizonte estudiado.

Instalaciones con problemas de regulación de tensión en el horizonte estudiado	Observaciones
Zona Charrúa – Chillán 66 kV	La alta utilización del tramo Charrúa – Quilmo II y la ausencia de BB.CC. en niveles de 13,8 kV y 66 kV, provoca en el corto plazo bajas tensiones, los cuales comienzan a mejorar en el año 2023, con la puesta en servicio de las obras decretadas y aquellas por artículo 102°.
San Vicente de Tagua Tagua 66 kV Las Cabras 66 kV El Manzano 66 kV	Se ha asumido que las obras Línea 1x66 kV Esperanza - El Manzano (DE 04/2019) y Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (DE 293/2018) no son ejecutadas durante el horizonte de análisis. Mientras estas obras no sean adjudicadas, el sistema radial que alimenta la S/E Malloa Nueva, esto es SS/EE San Vicente de Tagua, Las Cabras y El Manzano, poseerán bajas tensiones en condiciones de alta demanda.
Licantén 66 kV Hualañé 66 kV Ranguilí 66 kV	Se ha asumido que la obra Seccionamiento Línea 1x66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito (DE 198/2019) no es ejecutada durante el horizonte de análisis. Mientras esta obra no sea adjudicada, el tramo final del sistema radial que alimenta la S/E Itahue, esto es SS/EE Licantén, Hualañé y Ranguilí, poseerán bajas tensiones en condiciones de alta demanda. Dado lo anterior, la operación de la Central Biomasa Licantén es requerida en alta demanda.

5.5.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-77, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-77. Restricciones actuales de operación en la zona Alto Jahuel – Charrúa.

Instalación	Restricción
S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV	Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la 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.
Línea 4x500 kV Ancoa - Alto Jahuel	a) Realización de maniobra frecuente de apertura de los reactores de 500 kV de SS/EE Polpaico y Alto Jahuel. b) Realización de maniobra frecuente de apertura de uno o dos de sus circuitos para controlar las tensiones en la zona en demandas bajas de madrugada o fines de semana. c) Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuito 2, limitado por TTCC en ambos extremos.
S/E Colbún	a) S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente a la línea 1x220 kV Colbún - Ancoa: no posee interruptor propio ni menos la opción de ser reemplazado.

	<p>b) S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente al circuito N°1 de la línea 2x220 kV Colbún – Puente Negro: no posee la opción de ser reemplazado.</p>
<p>S/E Itahue</p>	<p>a) TT/CC asociados al paño de línea 2x154 kV Itahue - Tinguiririca imponen restricciones de transmisión para esta línea.</p> <p>b) Existe solo un (1) transformador 220/154 kV, 300 MVA. En escenarios de alta demanda y/o baja generación de las centrales que inyectan en la zona, su desconexión intempestiva deja al transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel con sobrecarga, lo que puede provocar su desconexión, comprometiendo el suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares.</p> <p>c) Configuración anillo del patio 1x220 kV provoca riesgo de desconexión simultánea de los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Itahue y Maule ante la indisponibilidad del paño J1.</p> <p>d) Banco de CCEE de 13,8 kV inutilizable desde que ocurrió el reemplazo del transformador N°1 154/66 kV, 75 MVA, cuyo terciario es de 14,8 kV.</p> <p>e) Barra 66 kV N°2 tiene conectados dos de los tres transformadores 154/66 kV, sin la posibilidad de transferirlo a la barra N°1 66 kV.</p> <p>f) El patio 154 kV de S/E Itahue cuenta con un esquema de barra simple seccionada con barra de transferencia, teniendo en la sección N°2 de 154 kV conectados los interruptores asociados al transformador N°4 220/154 kV y a la línea 154 kV Maule - Itahue.</p> <p>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 y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares.</p> <p>Por otra parte, en escenarios de demanda alta y con bajo o nulo aporte de central San Ignacio (abierto interruptor 52BS de S/E Talca), la falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV de esa misma S/E (el cual cuenta con una protección 51 ajustada a 86 MVA por el lado 66 kV), que se encuentra conectado a la barra 66 kV N°1, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de las barras 66 kV N°1 y N°2 kV de S/E Itahue. Por otra parte, junto con la sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV, se producen sobrecargas inadmisibles en el circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue - Talca (capacidad: 41 MVA a 25 °C).</p>
<p>S/E Alto Jahuel, transformador 220/154 kV y barra de 154 kV</p>	<p>En S/E Alto Jahuel existe una única barra de 154 kV donde se encuentran conectados ambos circuitos de la línea 2x154 kV Alto Jahuel - Rancagua - Tinguiririca y el transformador 220/154 kV.</p> <p>La ocurrencia de una falla en este transformador de poder 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 Alto Jahuel y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga del transformador 220/154 kV de S/E Itahue y de la línea 154 kV Itahue - Maule, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares. Dicha situación también ocurre si se produce la</p>

	<p>desconexión forzada de la barra de 154 kV de S/E Alto Jahuel, que es donde se encuentra conectado dicho transformador de poder. Adicionalmente, la barra 154 kV de S/E Alto Jahuel no cuenta con una barra de transferencia que permita el reemplazo de los interruptores que se conectan a dicha barra.</p> <p>El riesgo de desconexión intempestiva sobre el transformador 220/154 kV de S/E Itahue y sobre la línea 154 kV Itahue - Maule, propagado por la desconexión del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel, requiere del despacho forzado de las centrales que inyectan en este subsistema, en la medida que existan recursos de generación, o en su defecto de algún cambio topológico en las líneas que reduzca la profundidad del impacto de la falla (apertura de los interruptores seccionadores 52A2 y 52A3 de S/E Punta de Cortés).</p> <p>Al respecto, la empresa Colbún Transmisión S.A. se encuentra desarrollando el proyecto “Ampliación S/E Puente Negro” identificado con el número NUP 1811, el cual consiste en la ampliación de dos diagonales en la S/E Puente Negro para realizar el seccionamiento de la línea 2x220 kV La Higuera - Tinguiririca, con fecha estimada de entrada en operación para el mes de noviembre de 2020. Con la implementación del proyecto, el transformador 220/154 kV de S/E Tinguiririca, que actualmente se encuentra en vacío, quedaría conectado al SEN por su lado de 220 kV mediante la línea 2x220 kV Tinguiririca - Puente Negro (actual línea 154 kV La Higuera - Tinguiririca energizada en 2x220 kV y seccionada en S/E Puente Negro) permitiendo operar la línea 2x154 kV Alto Jahuel - Rancagua - Tinguiririca enmallada durante la mayoría del tiempo (cerrados los interruptores 52A2 y 52A3 de S/E Punta de Cortés), independiente del nivel de generación interna en la zona, mitigando de esta manera el deterioro en la seguridad que provoca la desconexión forzada del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel.</p>
<p>S/E Teno</p>	<p>Los transformadores N°3 y N°5 154/66 kV de S/E Teno, comparten paños por los lados 154 kV y 66 kV, y son los que abastecen a la barra 66 kV de S/E Teno y las líneas de transmisión que se conectan a dicha barra.</p> <p>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.</p>
<p>Línea 66 kV San Javier – Tap Nirivilo - Constitución</p>	<p>Limitación de transferencia por esta instalación al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea.</p>
<p>Línea 1x66 kV Charrúa - Chillán</p>	<p>Se han evidenciado incumplimientos en el factor de potencia en algunas de las subestaciones que se conectan a la línea, la cual opera normalmente abierta en el extremo Chillán. Lo anterior, junto con el crecimiento vegetativo de los consumos de clientes regulados abastecidos por la línea, ante condiciones operacionales de temperatura ambiente superiores a</p>

	<p>25°C, provocan sobrecargas de carácter inadmisibles, imponiendo la operación seccionada en puntos intermedios de la línea de manera permanente.</p> <p>Al respecto, mediante carta DE 04266-20, de fecha 21 de agosto de 2020, se ha instruido al propietario de las SS/EE que se conectan a la línea 66 kV Charrúa - Chillán realizar las adecuaciones necesarias que permitan cumplir con las exigencias que establece el Artículo 3-44 de la NTSyCS respecto del factor de potencia en instalaciones de clientes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, incluso si se evalúa un escenario en donde las SS/EE que se conectan a la línea 66 kV Charrúa - Chillán cumplen con lo establecido en el Artículo 3-44 de la NTSyCS, con demandas altas y temperatura ambiente elevada, se pueden producir sobrecargas en la línea.</p>
Línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico – Parral	<p>Escenarios de demanda alta y elevada temperatura de elevada temperatura, sumado a la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado de la central Nueva Aldea, la limitada capacidad térmica del conductor de la línea 154 kV Charrúa - 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.</p>
S/E Ancoa	<p>TT/CC asociados a los paños de línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa imponen restricciones de transmisión para esta línea.</p>
Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa	<p>Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa limitada por TTCC en extremo S/E Ancoa.</p>
S/E Charrúa	<p>a) TT/CC asociados a los paños de línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa imponen restricciones de transmisión para esta línea.</p> <p>b) Los paños de las líneas 220 kV Charrúa - Concepción, Charrúa - Lagunillas y del transformador N°1 220/154 kV están conectados a la misma sección de la barra. La desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, comprometiendo el suministro entre las SS/EE Parral y Collipulli.</p> <p>c) Los interruptores 52J12, 52J13 y 52J18 poseen altos requerimientos de capacidad de ruptura, sin proyecto de reemplazo vigente.</p> <p>d) Existe un aumento de los niveles de la S/E Charrúa 66 kV, al operar los transformadores N°2 y N°7 154/66 kV en paralelo.</p> <p>e) La capacidad de ruptura de interruptores está sobrepasada en ciertos interruptores de 220 kV.</p>

5.5.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la Zona de Alto Jahuel – Charrúa.

5.5.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la zona Alto Jahuel – Charrúa, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-78 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-78. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona Alto Jahuel - Charrúa.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
VI Región Del Libertador Bernardo O'Higgins	Chimbarongo	Huemul	PFV Chimbarongo	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV Chimbarongo, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
	Chumaquito	San Isidro	PFV San Isidro I	3	Sin observaciones.
		Las Mercedes	PFV Las Mercedes I	3	Instalación de un nuevo transformador de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Colchagua	Tinguiririca	Planta de Biogás Tamm	0,2	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 293/2018. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022.
	El Manzano	Los Cisnes	PFV Luna	3	Se debe adjudicar el proyecto de reemplazo de transformador de acuerdo con el DE 198/2019
		El Estero	PFV Don Eugenio	3	
		El Estero	PFV Queule	7	
		El Estero	PFV El Manzano II	3	
	El Peumo	Loyca	PFV Sauce	3	Sin observaciones.
	Graneros	Codegua	PFV Francisco Solar	3	Sin observaciones.
Codegua		PFV Luders Solar	3		

		La Compañía	PFV Solar La Blanquina I	9	Instalación de nuevo transformador de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022
La Esperanza		Calleuque	PFV La Esperanza II	9	Se debe adjudicar el proyecto de reemplazo de transformador de acuerdo con el DE 418/2017
		Las Chacras	PFV Las Chacras Solar II	3	
Las Cabras		El Carmen	Planta de Biogás Las Pampas	0,4	Sin observaciones.
Lihueimo		Arboleda	Planta de Biogás Santa Irene	0,4	Sin observaciones. Instalación de nuevo transformador de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
		Molineros	PFV Crucero	3	
Lo Miranda		Doñihue	PFV Doñihue	8	Sin observaciones.
		Plazuela	PFV Lo Miranda	6	
Loreto		Almendro	PFV Acacia Solar	3	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023.
Machalí		El Guindal	CH La Compañía II	5	Sin observaciones.
Malloa		Santo Domingo	PFV Antonia Solar	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV Antonia Solar, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
Marchigüe		Peralillo	PFV Marchigüe VII	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV El Marchigüe II, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
		Peralillo	PFV Población	3	
		Peñablanca	PFV Marchigüe II	9	
San Francisco de Mostazal		Pilay	PFV Mostazal Solar	9	Sin observaciones.
		Pilay	PFV Homero Solar	3	
Nancagua		Nancagua	PFV BU GR Rovian	7	Se debe adjudicar el proyecto de reemplazo de transformador de acuerdo con el DE 418/2017

	Paniahue	Santa Cruz	PFV La Lajuela 2	7	Se debe adjudicar el proyecto de reemplazo de transformador de acuerdo con el DE 418/2017
	Pelequén	Santa Rosa	PFV Don Mariano	3	Sin observaciones. Instalación de un nuevo transformador de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Placilla	Peñuelas	PFV Placilla	9	Sin observaciones.
	Portezuelo	Guadalao	PFV Vituco 2B	3	Sin observaciones.
			PFV Portezuelo	3	
			PFV Guadalao	3	
	Quelentaro	Litueche	PFV Pilpilén	3	Sin observaciones.
		Litueche	PE Ucuquer	8	
	Ranguilí	Paredones	El Ranguil	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV El Ranguil o PFV La Frontera, dada la configuración propia de la S/E.
		Paredones	PFV La Frontera	5	
	Rengo	Panquehue	PFV Pitotoy Solar	3	Sin observaciones.
			PFV Queltehue Solar	3	
			PFV BU GR Rinconada	8	
	Rosario	Tipaume	PFV Tricahue 2	9	Sin observaciones.
	San Vicente de Tagua Tagua	Los Maitenes	PFV La Acacia	9	Se debe adjudicar el proyecto de reemplazo de transformador de acuerdo con el DE 418/2017
Tuniche	Chancón	PFV Chancón	3	Sin observaciones.	
	El Arrozal	PFV Los Libertadores	8		
VII Región del Maule	Curicó	Tutuquén	CH Dosal	0,3	Sin observaciones.
	La Palma	Orilla del Maule	Tricahue	3	Sin observaciones.
		Centenario	PFV Santa Fé	9	Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2021.
	Molina	La Fortuna	Planta de Biogás Molina	1	Sin observaciones.

		Cumpeo	CH El Galpón	1,3	Instalación de nuevo transformador de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023	
		Río Claro	CH Purísima	0,4		
		Río Claro	CH Cumpeo	6		
		Lontué	PFV Paraguay	9		
		Nirivilo	Los Naranjos	PFV Villa Cruz	3	Sin observaciones.
		Panguilemo	Aeródromo	PFV Las Perdices	3	Sin observaciones.
		Panimávida	Panimávida	CH Roblería	4	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2021.
		Parronal	Los Coipos	PFV Peralillo	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV Peralillo, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
		Paso Hondo	Paso Hondo	PFV El Chucao	3	Sin observaciones.
		Rauquén	Sarmiento	PFV GR Rauquén	9	Sin observaciones.
		Retiro	Copihue	PFV Los Gorriones	3	Sin observaciones.
		San Javier	Vaquería	PFV GR Lemu	5	Sin observaciones. Reemplazo del transformador existente de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2021
		San Miguel	San Clemente	PFV Talca	9	Sin observaciones. Instalación de un nuevo transformador de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
		San Rafael	Botalcura	PFV Los Patos	3	Sin observaciones.
		Villa Prat	Peteroa	PFV Villa Prat	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV Villa Prat, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
XVI Región del Ñuble		Cocharcas	San Nicolás	PFV Las Lechuzas	3	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV Las Lechuzas, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
		Hualte	Hualte	PFV El Cernícalo I	1,5	

		San Nicolás	PFV El Cernícalo II	1,5	Se observan sobrecargas en ausencia del PFV El Cernícalo II, dado que la máxima de la zona ocurre en periodo de día.
	San Carlos	San Carlos	PFV Las Codornices	3	Sin observaciones. Instalación de nuevo transformador de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022
	San Gregorio	Ñiquén	PFV Chicol	3	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 418/2017. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022
		San Carlos	PMGD Maitén	3	
	Tomé	Coelemu	PMGD Ter Coelemu	7,1	Sin observaciones.
	Tres Esquinas	Las Brisas	PFV Las Palomas	3	Sin observaciones. Tres Esquinas tomará carga desde las SS/EE Los Tilos Bulnes y Los Canelos.
	Cabrero	Bulnes	PMGD Ter Orafti	0,5	Sin observaciones.
XIII Región Metropolitana de Santiago	Alhué	Cantillana	GR Alhué II	3	Sin observaciones.
	Bollenar	María Pinto	PFV María Pinto	3	Sin observaciones.
		Mallarauco	El Campesino	2	
		Chorombo	PFV El Pilpén	3	
		Chorombo	PFV El Queltehue	3	
	El Monte	Santa Cecilia	PFV Santa Adriana	3	Proyecto de ampliación DE 293/2018 No Adjudicado
	El Paico	Los Libertadores	PFV Altos del Paico	2	Sin observaciones.
		Los Libertadores	PMGD Mallarauco	3	
		Los Libertadores	PFV Laurelito	8	
	El Peumo	Loyca	PFV Roble	9	Sin observaciones.
	Fátima	La Cervera	PFV Fotovolt Solar I	1,5	Sin observaciones.
	Isla de Maipo	Trebulco	PMGD MCH Viña Tarapacá	0,3	Sin observaciones.
Trebulco		Darlin Solar I	9		

	La Manga	El Prado	PFV La Manga I	3	Sin observaciones.
		Maitenlahue	PFV Alto Solar	3	
		Navidad	PFV Navidad E	3	
	Las Arañas	San Pedro	PFV San Pedro	3	Sin observaciones.
		Super Pollo	PFV Luce B	3	
		Super Pollo	PFV Eclipse C	9	
	Mandinga	Tantehue	PFV Las Turcas	3	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
	Santa Rosa	El Membrillo	GR Santa Rosa	9	Sin observaciones.
		Lo Sierra	PFV Lo Sierra	3	

5.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

5.6.1 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 5-98 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 5-99. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la tabla 5-79. 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 1.516 km de extensión, las que solo son alimentadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplen estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, él está compuesto por un total de 227 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 2.337 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 77% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (1707 km mediante 168 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.

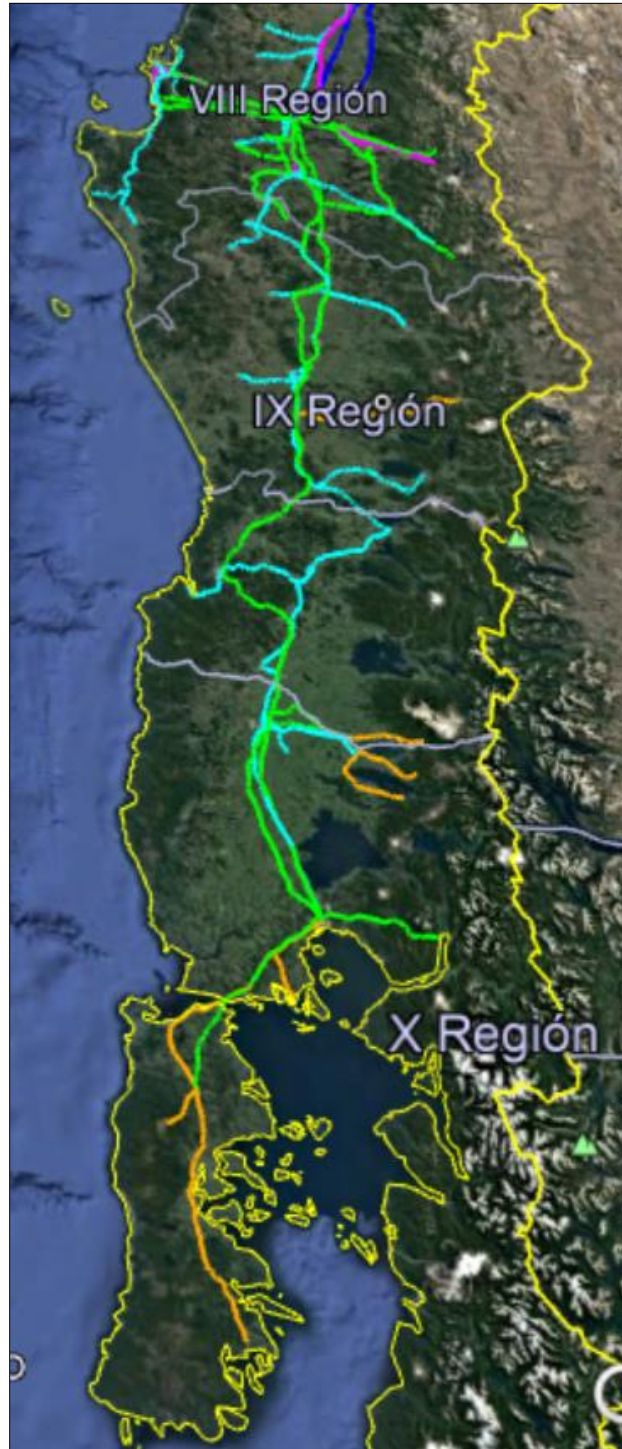


Figura 5-98. Mapa geográfico de la zona de estudio, zona Charrúa – Chiloé.

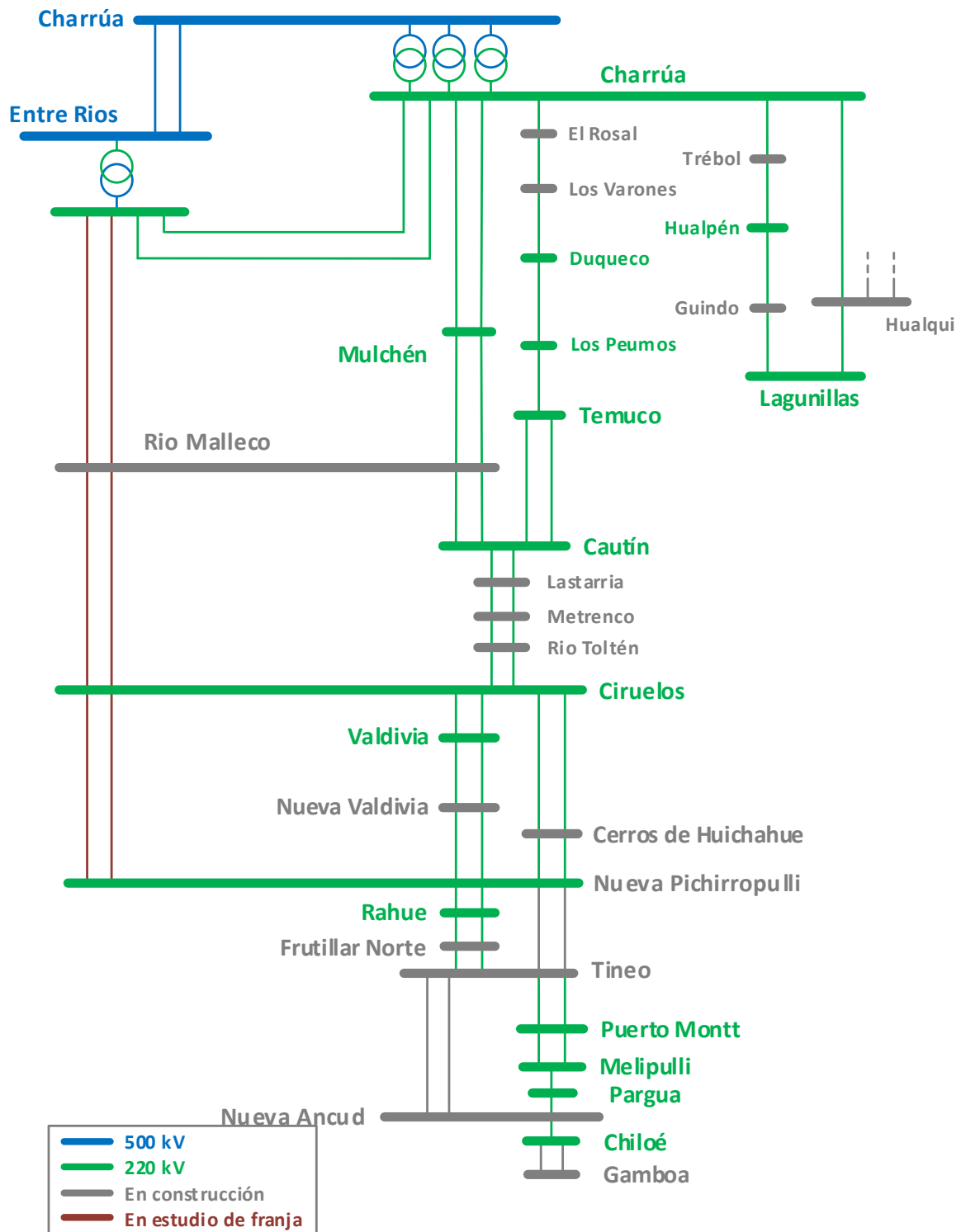


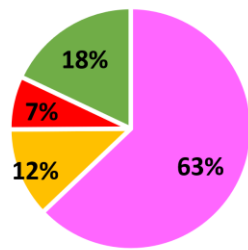
Figura 5-99. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-79. 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 – 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 5-100 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

Porcentaje de líneas de transmisión según nivel de tensión



■ 66 kV ■ 110 kV ■ 154 kV ■ 220 kV

Kilómetros de líneas de transmisión según nivel de tensión

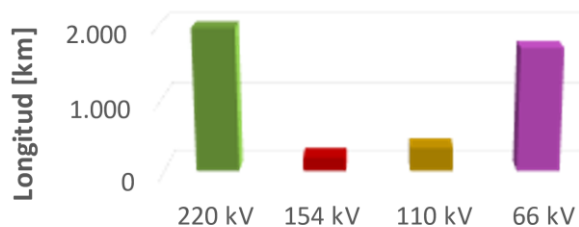


Figura 5-100. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.

En la figura 5-100, 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 45 transformadores de tres devanados, 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 5-101 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.

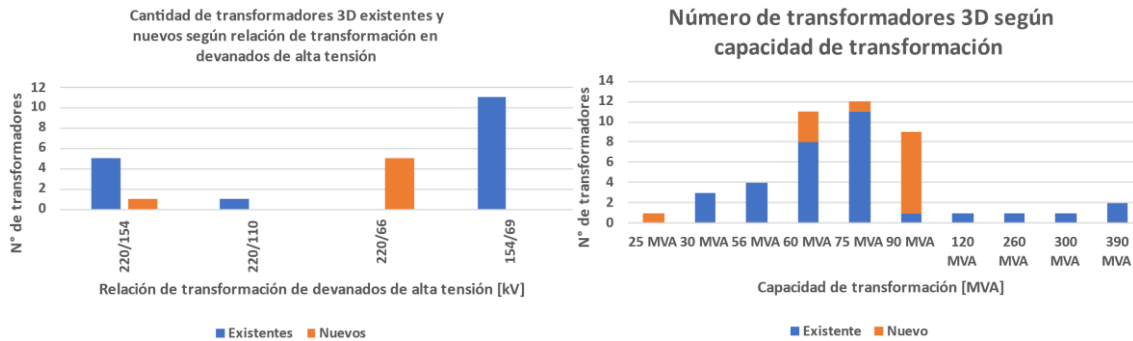


Figura 5-101. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la figura 5-101 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde el 67% 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 zona de Concepción, El Trébol y El Guindo, los cuales son estrictamente necesarios para asegurar el abastecimiento de la zona en el futuro.

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, actualmente existen 164 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 2,4 MVA hasta 60 MVA. La figura 5-102 muestra la cantidad de transformadores 2D según su capacidad.

Número de transformadores 2D según capacidad de transformación

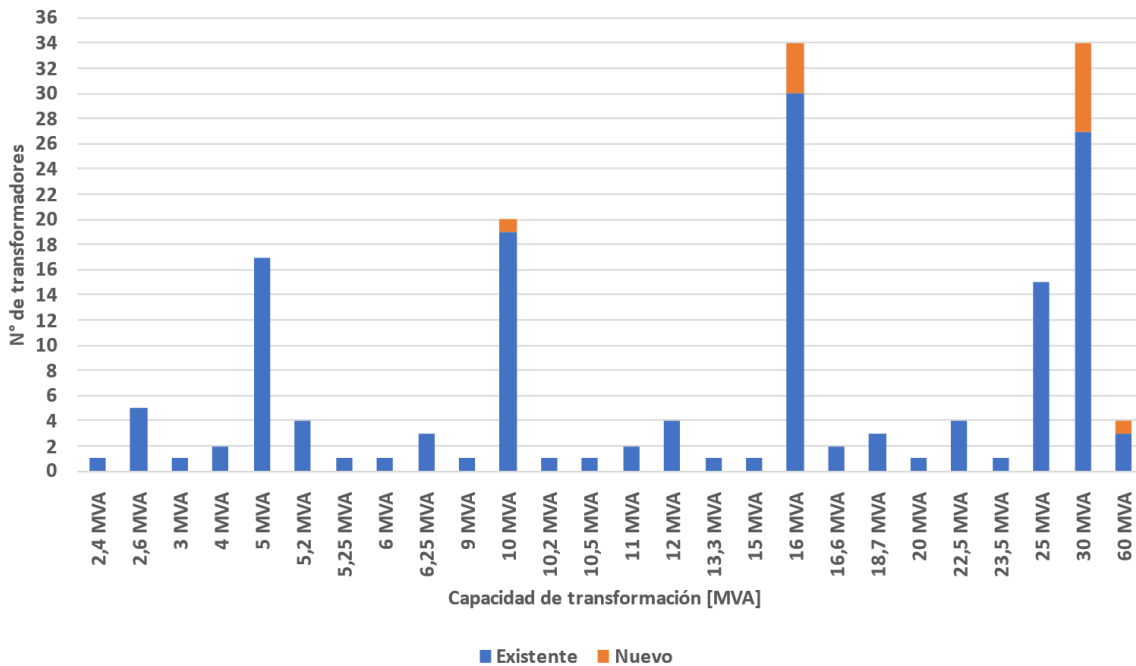


Figura 5-102. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la figura 5-102 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.

5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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 5-80.

Tabla 5-80. 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 5-81 a la tabla 5-87, 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 5-81. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nuevo Transformador en S/E Osorno 66/23 kV 30 MVA	Caso Base
Nueva S/E Cunco 110/23 kV 16 MVA	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Frutillar	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Pillanlelún	Caso Base
Nueva S/E Santa Bárbara 66/13,2 kV 5 MVA	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Curanilahue	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Angol	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Lebú	Caso Base
Nueva S/E Deuco 66/13,2 kV 16 MVA	Caso Base
Nueva S/E Curanilahue Norte 66 kV y Nueva Línea 1x66 Horcones – Tres Pinos	Caso Base
Nueva S/E Chirre 110/23 kV 16 MVA	Caso Base
Nueva S/E Río Negro 66/23 kV 10 MVA	Caso Base
Nueva S/E Pargua 110/23 kV 30 MVA	Caso Base
Nueva S/E Pargua 220/110 kV 60 MVA	Caso Base
Nueva S/E Sangra 66/23 kV 30 MVA	Caso Base
Proyecto Chiloé - Gamboa	Caso Base
Nueva S/E Llolelhue 220/66 kV 2x90 MVA	Invierno 2020
Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	Verano 2020
Nueva S/E Llanquihue 220 kV	Verano 2020
Proyecto La Misión	Invierno 2020
Nueva Línea 2x66 kV Llolelhue – La Unión	Invierno 2020
Ampliación en S/E Curacautín	Invierno 2022
Ampliación en S/E El Avellano	Invierno 2022
Ampliación en S/E Collipulli	Invierno 2022
Ampliación en S/E Lautaro	Invierno 2022
Ampliación en S/E Ejército	Verano 2021
Aumento de Capacidad en S/E San Pedro	Verano 2021
Ampliación en S/E Mahns	Verano 2021
Ampliación en S/E Pitrufquén	Caso Base

Ampliación en S/E Padre las Casas	Caso Base
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	Verano 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	Verano 2024
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	(*)

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

Tabla 5-82 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Chivilcán	Invierno 2020
Ampliación en S/E Lautaro	Invierno 2022
Nuevo Transformador en S/E Los Ángeles	Verano 2022
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Horones Segmento Tap Lota – Horcones	Invierno 2022
Ampliación en S/E Celulosa Laja	Invierno 2023
Ampliación en S/E Laja	Invierno 2023

Tabla 5-83 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	Invierno 2023

Tabla 5-84 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Pumahue	Verano 2023
Ampliación en S/E Gorbea	Verano 2023
Ampliación en S/E Los Varones	Verano 2023
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	Verano 2023
Ampliación en S/E Escuadrón	Verano 2023
Ampliación en S/E Victoria	Verano 2023

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Picarte	Verano 2023

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

Tabla 5-85 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Ilque	Verano 2023

Tabla 5-86 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Penco	Verano 2024
Ampliación en S/E Chiguayante	Verano 2024
Ampliación en S/E Laja	Verano 2024
Ampliación en S/E Traiguén	Verano 2024
Ampliación en S/E Temuco	Verano 2024
Ampliación en S/E Los Tambores	Verano 2024
Ampliación en S/E Alto Bonito	Verano 2024
Ampliación en S/E Castro	Verano 2024
Ampliación en S/E Puerto Varas	Verano 2024
Ampliación en S/E Pucón	Verano 2024

Tabla 5-87 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Charrúa – Chiloé.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Epuleufú	Verano 2025
Nueva línea 1x66 kV Angol - Epuleufú	Verano 2025

En la tabla 5-88 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 5-88. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Charrúa – Chiloé.

Proyecto	Escenario	Resolución
Ampliación en S/E El Empalme	Caso Base	RE 225 22/03/2018
Adecuaciones Línea de Transmisión 2x66kV Temuco - Loncoche	Invierno 2020	RE 683 29/10/2019
Subestación Nueva Pillanlelbún	Verano 2022	RE 682 28/10/2019

Se han obtenido las demandas máximas coincidentes para 12 subzonas, cuyas fechas son detalladas en la

tabla 5-89, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

Tabla 5-89. Fechas de demanda máxima coincidente, zona Charrúa – Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	2019-10-01 11:00:00	2019-10-06 20:00:00	2019-06-12 15:00:00	2019-06-22 20:00:00
Cabrero	2019-02-13 15:00:00	2019-01-25 22:00:00	2019-07-10 11:00:00	2019-08-07 20:00:00
Los Ángeles – Collipulli	2019-02-15 14:00:00	2019-02-04 22:00:00	2019-06-24 11:00:00	2019-06-08 19:00:00
Los Peumos	2019-02-04 15:00:00	2019-03-25 20:00:00	2019-05-29 11:00:00	2019-06-25 19:00:00
Lautaro - Pullinque	2019-10-01 11:00:00	2019-10-01 21:00:00	2019-05-23 11:00:00	2019-05-23 19:00:00
Valdivia	2019-10-02 11:00:00	2019-10-01 22:00:00	2019-06-12 13:00:00	2019-07-01 19:00:00
Paillaco – Barro Blanco	2019-02-05 14:00:00	2019-02-12 21:00:00	2019-07-05 12:00:00	2019-08-03 20:00:00
Barro Blanco – P. Varas	2019-12-16 17:00:00	2019-12-17 19:00:00	2019-07-01 17:00:00	2019-07-06 19:00:00
Melipulli	2019-10-02 11:00:00	2019-10-02 22:00:00	2019-07-01 15:00:00	2019-07-01 19:00:00
Alto Bonito - Empalme	2019-11-28 12:00:00	2019-12-04 23:00:00	2019-07-19 12:00:00	2019-07-20 22:00:00
Pargua	2019-10-17 12:00:00	2019-10-08 22:00:00	2019-09-27 14:00:00	2019-04-22 23:00:00
Chiloé	2019-06-14 12:00:00	2019-09-07 20:00:00	2019-12-09 16:00:00	2019-12-10 23:00:00

5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-103 a la figura 5-113, 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. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice IV, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

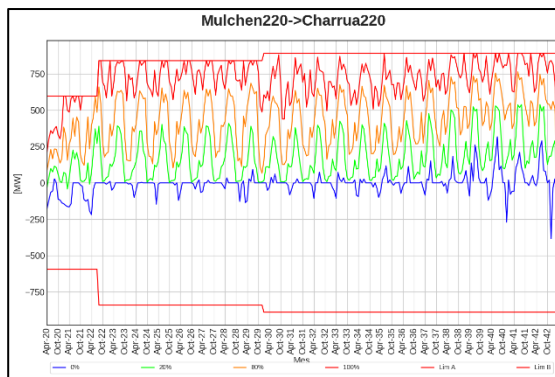


Figura 5-103. Utilización esperada tramo 220 kV Mulchén - Charrúa.

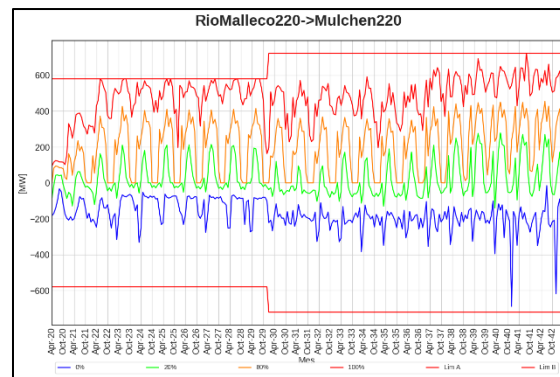


Figura 5-104. Utilización esperada tramo 220 kV Río Malleco - Mulchén.

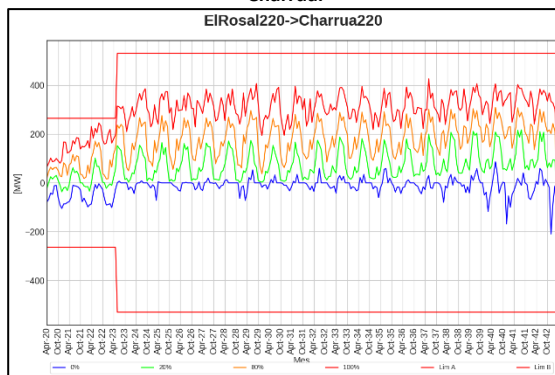


Figura 5-105. Utilización esperada tramo 220 kV El Rosal - Charrúa.

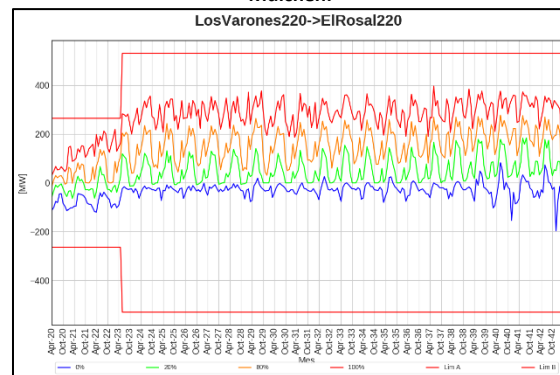


Figura 5-106. Utilización esperada tramo 220 kV Los Varones - El Rosal.

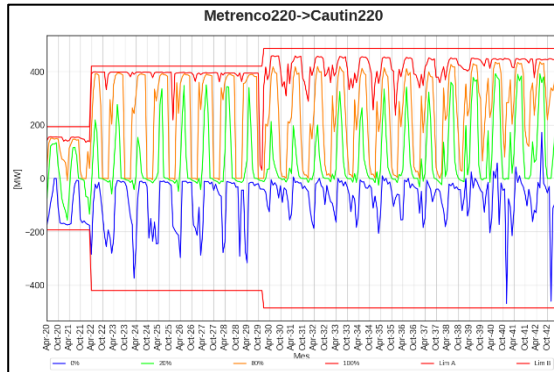


Figura 5-107. Utilización esperada tramo 220 kV Metrenco - Cautín.

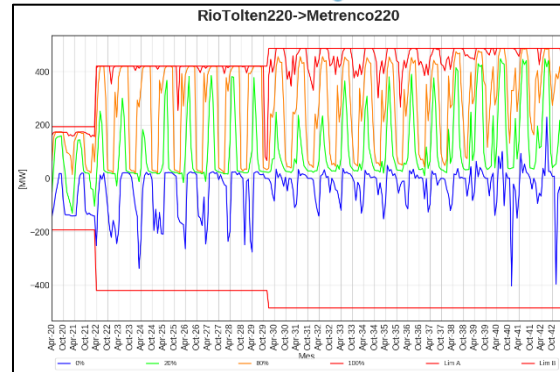


Figura 5-108. Utilización esperada tramo 220 kV Río Toltén - Metrenco.

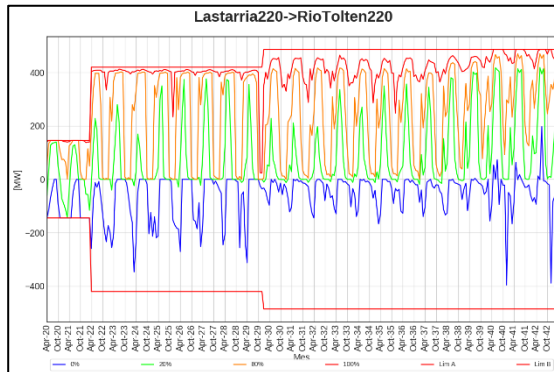


Figura 5-109. Utilización esperada tramo 220 kV Lastarria – Río Toltén.

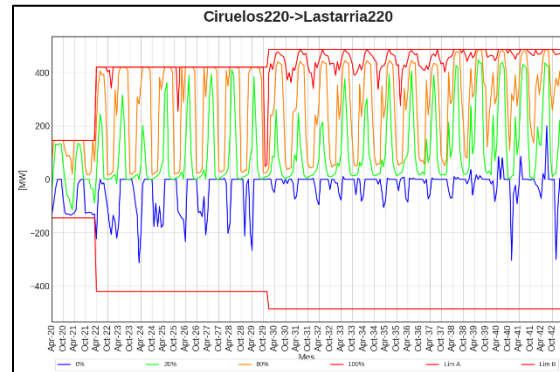


Figura 5-110. Utilización esperada tramo 220 kV Ciruelos - Lastarria.

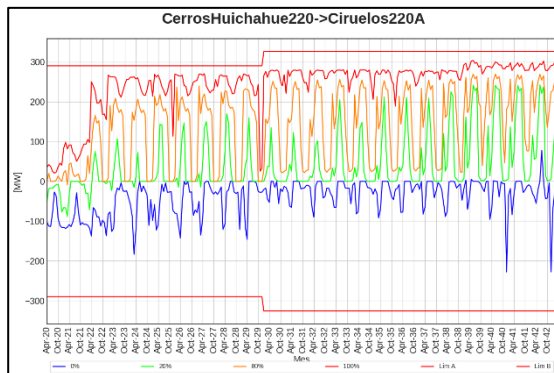


Figura 5-111. Utilización esperada tramo 220 kV Cerros de Huichahue - Ciruelos.

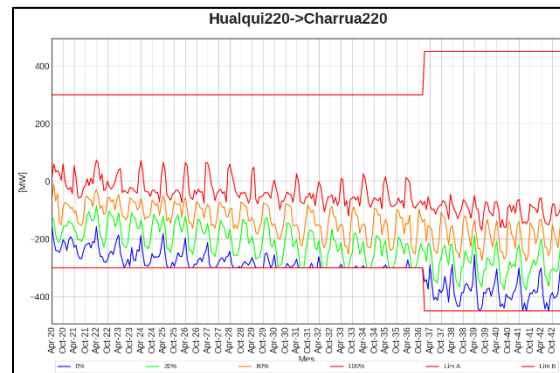


Figura 5-112. Utilización esperada tramo 220 kV Hualqui - Charrúa.

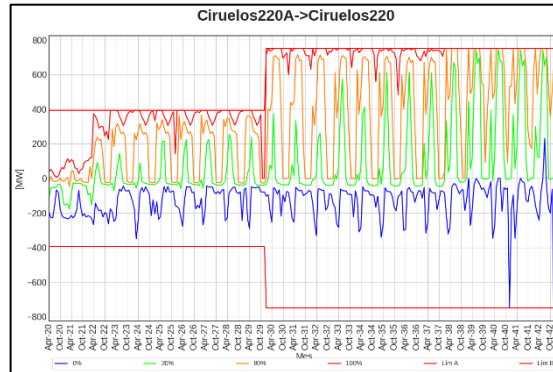


Figura 5-113. Utilización esperada tramo auxiliar S/E Ciruelos 220 kV.

5.6.3.1 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, prácticamente 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 y el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén. 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 está 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 se observa congestión en 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. No obstante, como los periodos de congestiones son de baja frecuencia y profundidad, no se considera pertinente evaluar una obra de transmisión que permita liberar dicha congestión, en el proceso de expansión de la transmisión 2021.
- Se proyectan congestiones en el tramo 220 kV Hualqui – Charrúa a partir del año 2028. En la propuesta de expansión del año 2020 del Coordinador se propuso el tendido del segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.
- En el resto de los tramos que continúan hacia el sur de esta zona de análisis, no se advierten congestiones. Lo anterior se debe a las obras de transmisión en construcción y decretadas, las que permiten absorber los aumentos de transferencias proyectados.
- Finalmente, se observan congestiones en el tramo comprendido entre las SS/EE Ciruelos y Pichirropulli, en el sentido del flujo Sur – Norte. Estas congestiones sólo se observan durante los últimos 5 años del análisis.

5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2020 presenta 5 transformadores sobrecargados y 11 de ellos con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encuentra bajo el 85% de su capacidad. La figura 5-114 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el año 2026 (año 2020 al interior), donde los estados corresponden a:

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

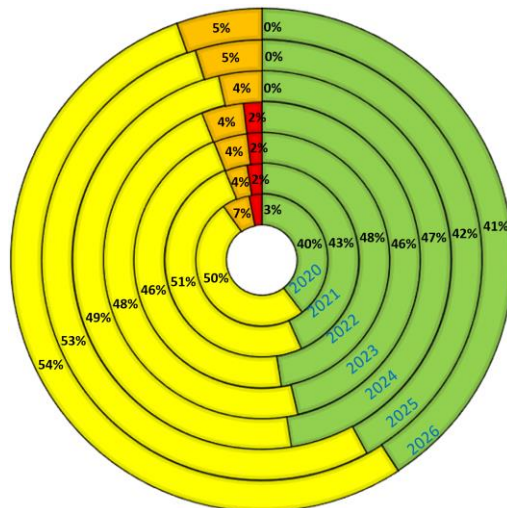


Figura 5-114. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

El análisis de la figura 5-114 permite observar que:

- Al año 2020 el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales se sobrecargan por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 90% 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 (2026) se observa que un total de 9 transformadores presentarían niveles de cargabilidad por sobre al 85% de su capacidad. No obstante, se estima que solo 1 de ellos se encuentra en estado crítico, ya que los niveles de cargabilidad de los otros 8 transformadores en algunos se debe a que, la carga no está repartida equitativamente entre los transformadores aledaños, el flujo es invertido debido a PMGDs o que la propuesta de expansión del Coordinador considera una obra para dicha restricción.

A continuación, la tabla 5-90 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, 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 5-91 resume aquellos transformadores con altas cargabilidades que sí presentan solución vigente.

Tabla 5-90. Transformadores sobrecargados durante el periodo 2020 – 2026, sin solución vigente en el corto plazo en la zona Charrúa – Chiloé.

Listado de transformadores sobrecargados en el horizonte de análisis
PAILLACO 66/13.8KV 4MVA

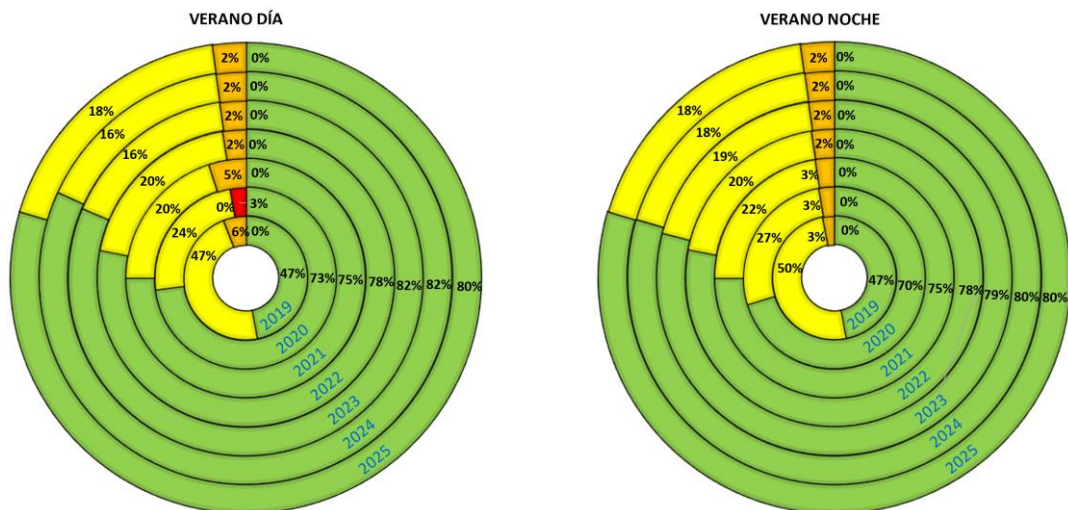
Tabla 5-91. Transformadores con altas cargabilidades durante el periodo 2020 – 2026 que sí cuentan con solución, zona Charrúa – Chiloé.

Instalación Congestionada	Obra de Expansión
ANDALIEN 66/15KV 25MVA T1	Distribuir demanda con transformador aledaño
COLO COLO 66/15KV 30MVA	Distribuir demanda con transformador aledaño
EJÉRCITO 66/15KV 25MVA 2	Distribuir demanda con transformador aledaño
PERALES 66/15KV 25MVA 2	Solución en Propuesta 2020 del Coordinador
PID-PID 115/69/24/13.8KV 16MVA 1	Solución en Propuesta 2020 del Coordinador
TRES PINOS 66/23KV 5MVA	Flujo Invertido por PMGDs
TRES PINOS 66/24KV 10MVA 2	Flujo Invertido por PMGDs

5.6.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

El análisis se realiza a 45 transformadores AT/AT, siendo estos evaluados ante los cuatro escenarios indicados. En la figura 5-115 se presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2020 hasta el 2026, donde los estados corresponden a:

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



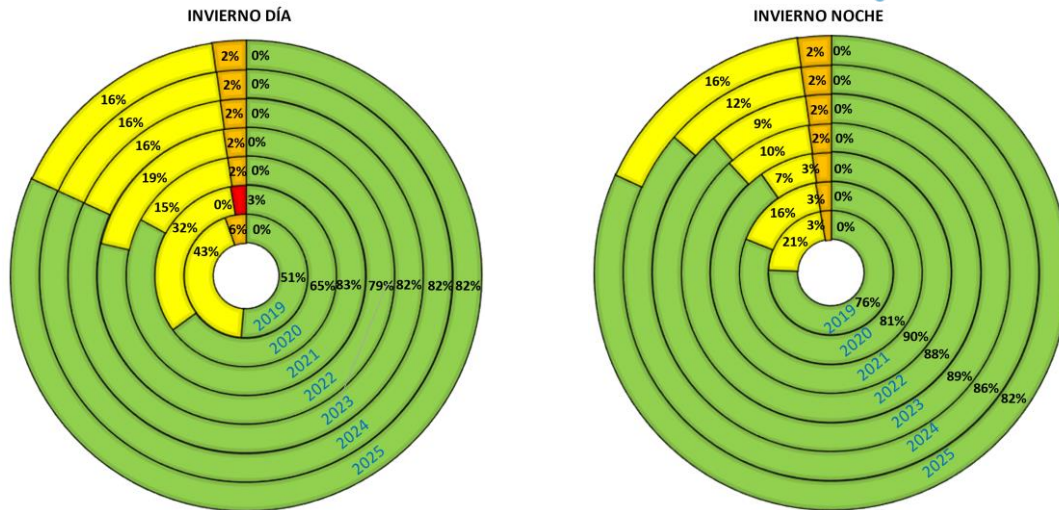


Figura 5-115. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé.

En particular, no se evidencian transformadores con problemas de capacidad de transformación en el largo plazo. Si bien se observa que existen altas cargabilidades del transformador Concepción 154/66 kV 1 en los cuatro escenarios, esto se debe a que en este transformador existe un banco de condensadores que carga el terciario del transformador en un 95% aproximadamente.

5.6.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se realiza el estudio de 205 líneas de transmisión zonal, considerando tanto instalaciones existentes como aquellas futuras, siendo evaluadas para los cuatro escenarios indicados de verano día, verano noche, invierno día e invierno noche. La figura 5-116 presenta la evolución de la cargabilidad de las líneas desde el año 2020 hasta el 2026, donde los distintos colores representan las siguientes cargabilidades:

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

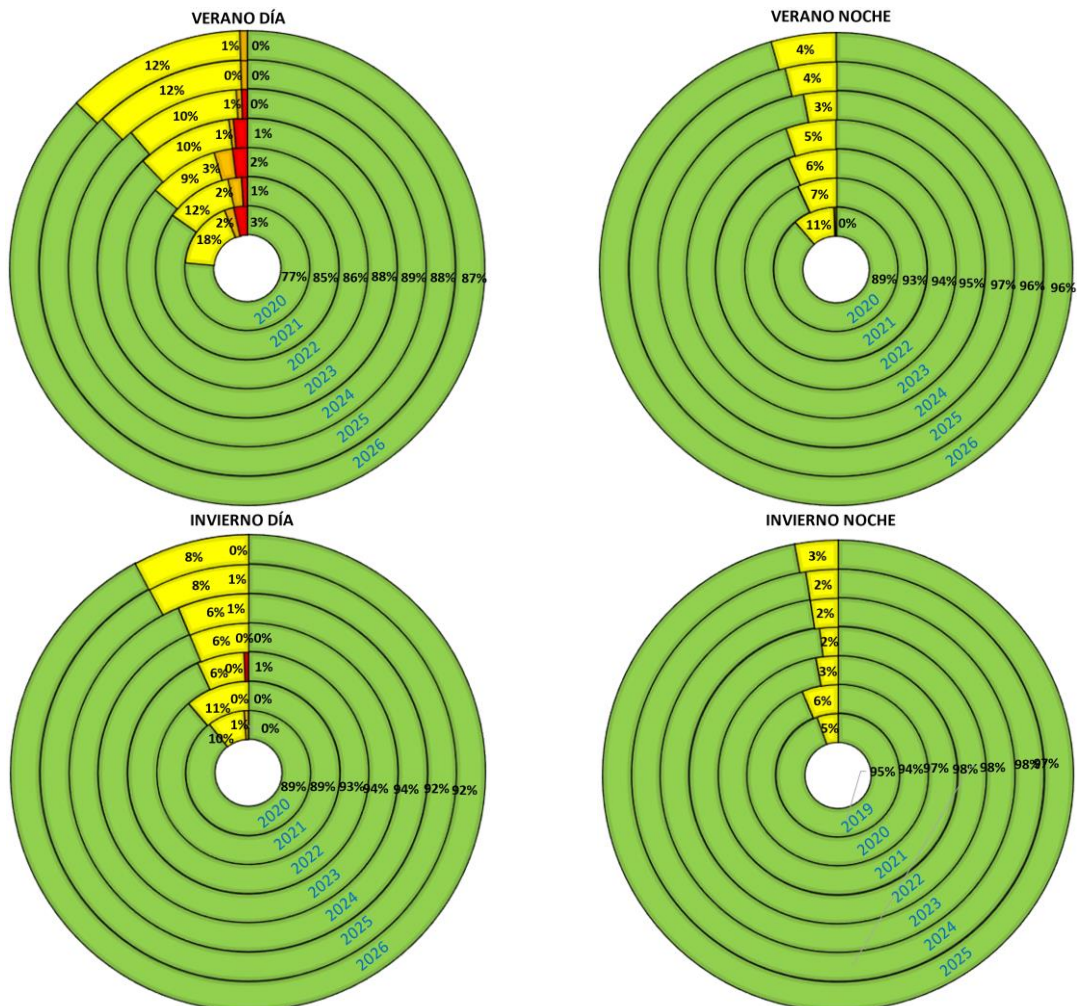


Figura 5-116. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Charrúa – Chiloé.

Del análisis desarrollado, se identifica que las líneas que actualmente presentan problemas de capacidad de transmisión cuentan con obras de ampliación que solucionan los problemas en el corto y mediano plazo; sin embargo, se identifica que la línea 1x66 kV La Unión – Los Tambores, en el final del horizonte de análisis, presenta cargabilidades superiores al 98% en escenarios de Verano Día. 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 ha de tomar carga que actualmente es abastecida desde la S/E La Unión. En la figura 5-117 se presentan los flujos esperados para demanda máxima y altas temperaturas en la zona, de las instalaciones aledañas a esta línea y, en la figura 5-118 se presentan los flujos con la línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue abierta en la S/E Remehue, medida operacional que permite disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV La Unión – Los Tambores.

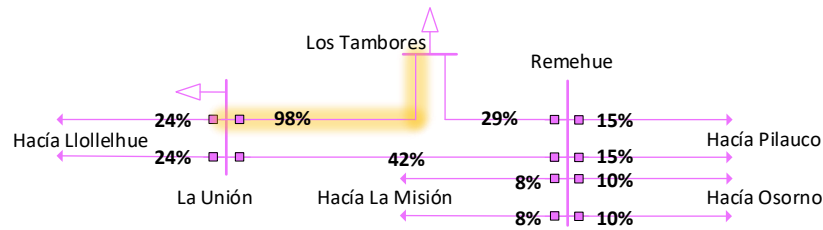


Figura 5-117: Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2026, sistema enmallado.

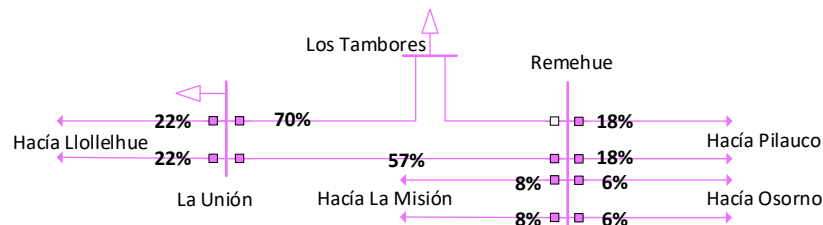


Figura 5-118: Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2026, línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue Abierta.

Es importante señalar que mediante esta alternativa operativa se altera el nivel de seguridad que posee la S/E Los Tambores, y no así el resto del sistema. No obstante, cabe indicar en ambas condiciones operacionales ante una falla en el transformador de la S/E Pilauco, la línea 1x66 kV La Unión – Remehue supera el 100% de su capacidad.

5.6.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-92 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-92. Restricciones actuales de operación en la zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Restricciones
S/E Charrúa Línea 2x220 kV Ralco - Charrúa	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
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.
Línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín	Línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín limitada por TTCC en ambos extremos.
S/E Concepción	a) Interruptor asociado al paño BT1 del transformador N°1 154/66 kV se encuentra excedido en su capacidad de ruptura. b) Paño de 1x220 kV asociado al transformador 220/154 kV. c) Transformador N°1 154/66 kV fuera de servicio por falla.
Duqueco paños J1 y J2	Limitaciones sobre la transmisión de las líneas 1x220 kV Charrúa - Tap El Rosal Duqueco y 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, por la trampa de onda del paño J2.

<p>S/E Temuco</p>	<ul style="list-style-type: none"> a) Limitación sobre la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Temuco - Los Peumos por los TTCC del paño J2. b) La barra 220 kV N°2 sólo tiene conectado un circuito de la línea 2x220 kV Temuco - Cautín y el sistema de control no permite la transferencia de paños a barras distintas. c) S/E Temuco, paños de 220 kV asociados a los transformadores N°7 y N°8 220/66 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo. d) Línea 66 kV Temuco – Lautaro: 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. e) Línea 66 kV Temuco – Loncoche: Limitación de transferencia por esta instalación al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea.
<p>Líneas 2x220 kV Charrúa - Mulchén y 2x220 kV Mulchén - Cautín</p>	<p>Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.</p>
<p>Líneas 2x220 kV Ciruelos - Valdivia, 2x220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Laurel - Nueva Pichirropulli.</p>	<p>Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.</p>
<p>S/E Puerto Montt</p>	<p>Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli sin la posibilidad de ser reemplazados.</p>
<p>Línea 2x220 kV Canutillar - Puerto Montt</p>	<p>Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.</p>
<p>S/E Melipulli</p>	<p>Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados.</p>
<p>S/E Chiloé</p>	<p>Paño perteneciente a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazado.</p>
<p>Línea 2x500 kV Rahue – Puerto Montt</p>	<p>Línea 2x500 kV Rahue – Puerto Montt limitada por estabilidad de tensión.</p>

5.6.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

No se han identificado nuevas instalaciones para electromovilidad en las regiones analizadas de la Zona de Charrúa - Chiloé.

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 5-93 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-93. 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	TER Yumbel	3	Sin observaciones.
		San Alberto	PFV El Resplandor	2,63	
	Carampangue	Carampangue-Arauco	PE Las Peñas	8,4	Sin observaciones.
	Curanilahue	Curanilahue	TER Trongol-Curanilahue	2,8	Sin observaciones.
	Duqueco	LICURA	TER Ancalí	1,56	Sin observaciones.
	El Avellano	LAJA	TER HBS	2,2	Sin observaciones.
			TER HBS GNL	3,5	
			HP Caliboro	1,4	
			HP Melo	2,97	
			HP Santa Isabel	1,45	
	Faenas Pangue	Queuco	HP Boquiamargo	1,1	Sin observaciones.
		Alto Bio Bio	HP El Mirador	3	
	Lebu	La Fortuna	TER Lebu	2,4	Sin observaciones.
		Sta. Rosa	PE Lebu III	5,25	
		La Fortuna	PE El Arrebol	9	
Loma Colorada	Lagunillas	TER Lomas Coloradas	3,4	Sin observaciones.	

					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. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
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.

		Lautaro Norte	TER Eagon	2,4	Reemplazo y nuevo transformador de acuerdo con el DE 418/2017 y DE 293/2018 respectivamente. Proyectos adjudicados – PES estimada 2023
	Licanco	Louisiana Pacific	TER Lousiana Pacific II	3	Sin observaciones.
		P.Las Casas	HP El Manzano (MELIPEUCO)	4,85	
		P.Las Casas	HP Trufultruful	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	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.
	La Unión	La Unión	HP Contra	0,33	Sin observaciones.
		La Unión	HP Curileufú	0,221	
		Rapaco	TER PRP Rapaco	3,005	
	Los tambores	Aldea Campesina	TER PRP Campesina (ex Aldea)	3	Sin observaciones.
		Rio Bueno	TER PRP Tambores	3	
Panguipulli	Panguipulli	TER Lousiana Pacific	3	Sin observaciones.	

		Pullinque	HP Reca	1,7	Sin observaciones.	
		Conaripe-Liquiñe	HP Tranquil	3		
		Panguipulli	HP Piutel	0,56		
		Pullinque	HP Panguipulli	0,35		
	Pichirropulli	Futrono	HP Doña Hilda	0,42		
		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.	
		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.	
	Chonchi	Chonchi Centro	HP Dongo	6	Sin observaciones.	
		Chonchi Centro	HP Collil	7		
		Chonchi-Notuco	TER Almadrado	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.
		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.

APÉNDICES

APÉNDICE I – PLAN DE OBRAS 2021

Documento Plan de Obras 2021.pdf

APÉNDICE II – PROYECCIONES DE DEMANDA

Documento Proyección de Demanda Eléctrica 2020 – 2040.pdf

APÉNDICE III – ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS

Documento Análisis de Requerimientos de Reactivos.pdf

APÉNDICE IV – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Documento Apéndice III - Uso esperado del Sistema de Transmisión.pdf

APÉNDICE V – DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Documento Apéndice IV - Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal.pdf

APÉNDICE VI – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Documento Índice de Figuras y Tablas.pdf