

DIAGNÓSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2026

Noviembre de 2025

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Erick Zbinden Araya – Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red
Definitiva	Deninson Fuentes del Campo – Subgerente de Planificación

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe de Departamento de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Jefe de Departamento de Prospectiva

AUTORES

Nombre	Cargo
José Araneda V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Nicolás Cáceres G.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Cesar Guerrero S.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manfredo Tombolini J.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Felipe Ruiz V.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Mauricio González M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Gabriel González I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

INDICE DE FIGURAS.....	4
INDICE DE TABLAS	6
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	7
RESUMEN EJECUTIVO	8
INTRODUCCIÓN	14
1 OBJETIVOS	17
2 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS.....	18
2.1 DEMANDA	18
2.2 OFERTA	20
3 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	24
3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL.....	24
3.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL.....	26
4 DIAGNÓSTICO.....	27
4.1 DIAGNÓSTICO GLOBAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	27
4.2 DIAGNÓSTICO ZONAL ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	49
4.3 DIAGNÓSTICO ZONAL DIEGO DE ALMAGRO - QUILOTA	52
4.4 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN VALPARAÍSO	56
4.5 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN METROPOLITANA	61
4.6 DIAGNÓSTICO ZONAL ALTO JAHUEL – CHARRÚA	71
4.7 DIAGNÓSTICO ZONAL CHARRÚA – CHILOÉ	75
5 ANEXO	80
5.1 ANEXO I – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	80
5.2 ANEXO II – METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO	80
5.3 ANEXO III – ANÁLISIS DIAGNÓSTICO ZONAL.....	80
5.4 ANEXO IV – BASES DE DATOS Y RESULTADOS.ZIP	80
5.5 ANEXO V – PRORRATA RELOCALIZACIÓN DE EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR	80

INDICE DE FIGURAS

Figura 0-1. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2025-2045.....	8
Figura 0-2. Matriz de generación esperada.....	9
Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión.....	12
Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.....	12
Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.....	13
Figura 2-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.....	18
Figura 2-2. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2025-2045.....	19
Figura 2-3. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2025-2045.....	19
Figura 2-4. Matriz de generación, considerando la de expansión del parque generador.....	23
Figura 3-1. Diagrama del proceso Parte 1.....	24
Figura 3-2. Diagrama del proceso Parte 2.....	25
Figura 4-1. Descripción de los supuestos utilizados en la elaboración de la base de datos para simulaciones PLP.....	27
Figura 4-2. Proyección de costo variable de unidades térmicas.....	28
Figura 4-3. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Arica y Los Changos.....	29
Figura 4-4. Uso esperado tramo S/E Nueva Lagunas 500/220 KV 750 MVA.....	30
Figura 4-5. Uso esperado de la suma en los flujos de los tramos al norte de S/E Frontera en 220 KV.....	31
Figura 4-6. Uso esperado tramo S/E Kimal 500/220 KV 2x750 MVA.....	31
Figura 4-7. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Los Changos y Polpaico.....	33
Figura 4-8. Uso esperado tramo 2x500 KV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo.....	35
Figura 4-9. Uso esperado tramo 2x500 KV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.....	35
Figura 4-10. Uso esperado tramo 2x500 KV Polpaico - Nueva Pan de Azúcar.....	36
Figura 4-11. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos.....	40
Figura 4-12. Uso esperado tramo 2x500 KV Ancoa – Alto Jahuel.....	43
Figura 4-13. Uso esperado tramo S/E Digüeñes 500/220 KV 3x750 MVA.....	43
Figura 4-14. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud.....	44
Figura 4-15. Uso esperado tramo 2x220 KV Rahue – Frutillar Norte.....	45
Figura 4-16. Uso esperado tramo 2x220 KV Rahue – Frutillar Norte.....	45
Figura 4-17. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas.....	47
Figura 4-18. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas.....	47
Figura 4-19. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.....	50
Figura 4-20. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.....	50
Figura 4-21. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día.....	52
Figura 4-22. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario invierno día.....	52
Figura 4-23. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.....	54

Figura 4-24. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.	54
Figura 4-25. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día.	56
Figura 4-26. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario invierno día.	56
Figura 4-27. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.	58
Figura 4-28. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.	58
Figura 4-29. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.	59
Figura 4-30. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.	59
Figura 4-31. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.	62
Figura 4-32. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.	63
Figura 4-33. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.	64
Figura 4-34. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día.	64
Figura 4-35. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día sin Renca).	66
Figura 4-36. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día sin Renca).	66
Figura 4-37. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.	67
Figura 4-38. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día.	67
Figura 4-39. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.	72
Figura 4-40. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel - Charrúa.	72
Figura 4-41. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel – Charrúa. Escenario verano – día.	74
Figura 4-42. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa. Escenario verano – día	74
Figura 4-43. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.	76
Figura 4-44. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Charrúa – Chiloé.	76
Figura 4-45 Evolución de las máximas del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé. Escenario otoño-día.	78
Figura 4-46 Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé. Escenario primavera-día.	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2026.....	22
Tabla 4-1. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Arica y Los Changos en horario diurno.	29
Figura 4-2. Uso esperado tramo 2x220 kV Chuquicamata – Nueva Chuquicamata.	32
Tabla 4-3. Probabilidad de congestión esperada en horario diurno entre SS/EE Arica y Los Changos en horario nocturno.	32
Tabla 4-4. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario diurno.....	33
Tabla 4-5. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario nocturno.....	37
Tabla 4-6. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario nocturno.....	39
Tabla 4-7. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno.....	40
Tabla 4-8. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno.....	41
Tabla 4-9. Congestiones esperadas entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno.	44
Tabla 4-10. Congestiones esperadas entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno.	46
Tabla 4-11. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Arica – Diego de Almagro....	49
Tabla 4-12. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Diego de Almagro – Quillota.	53
Tabla 4-13. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Zona Región Valparaíso.	57
Tabla 4-14. Descripción de fallas analizadas en Región de Valparaíso.....	60
Tabla 4-15. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Primavera - Verano Día 2025.	60
Tabla 4-16. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Primavera - Verano Día 2033.	60
Tabla 4-17. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana.	61
Tabla 4-18. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana.	69
Tabla 4-19. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2025.	69
Tabla 4-20. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2033.	70
Tabla 4-21. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2033.....	71
Tabla 4-22. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur.	75

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

BESS:	Battery Energy Storage System
Coordinador:	Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
ERV:	Energías Renovables Variables.
EEPG:	Escenario Energético del Plan de Generación.
H2V:	Hidrógeno Verde.
Ley o LGSE:	Ley General de Servicios Eléctricos.
NTSyCS:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PELP:	Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo.
PET:	Propuesta de Expansión de Transmisión.
PMGD:	Pequeños medios de generación distribuida.
PLP:	Software de optimización de la programación de largo plazo.
Reglamento:	Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión.
SAC:	Solicitud de Autorización de Conexión.
SAE:	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SUCTD:	Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STZ:	Sistema de Transmisión Zonal.

RESUMEN EJECUTIVO

El diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión desarrolla un análisis sobre la evolución de los flujos de potencia a través de los sistemas de transmisión nacional y zonales para el mediano y largo plazo, cuya finalidad consiste en visualizar posibles congestiones de las redes eléctricas, para el posterior análisis de soluciones de expansión de las redes de transmisión. El presente diagnóstico considera la proyección de la demanda eléctrica y los posibles escenarios de desarrollo del parque generador, así como las instalaciones existentes declaradas en construcción y aquellas con avance en su desarrollo, como también aquellos proyectos en proceso de Acceso Abierto al SEN¹.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA

La proyección de la demanda 2025-2045 se basa en un modelo econométrico, con las principales variables socioeconómicas, y encuestas aplicadas tanto a empresas de transmisión zonal que abastecen a clientes regulados como libres en distribución, como grandes clientes industriales. Como resultado, se proyecta un crecimiento del consumo promedio anual del SEN de entre 3,1 % y 5,2 %. En la Figura 0-1 se muestra la distribución proyectada de la demanda eléctrica de largo plazo según tipo de cliente, para cada escenario evaluado.

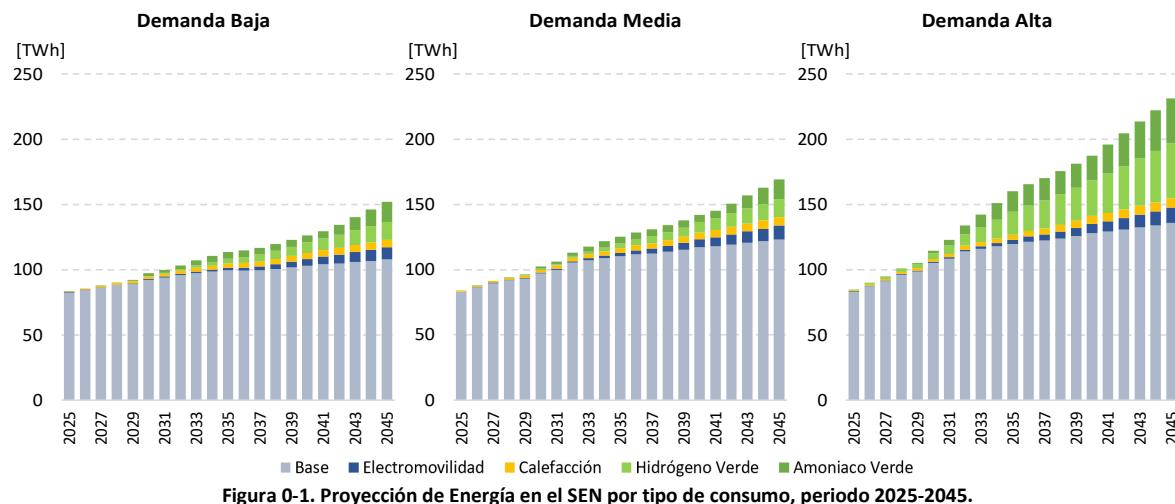


Figura 0-1. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2025-2045.

¹ Los proyectos en etapa de acceso abierto son seleccionados conforme a la metodología descrita en el “Anexo V: Metodología de Relocalización de Expansión del Parque Generador”.

Los escenarios de expansión del parque generador para el periodo 2025-2045, son construidos a través de un proceso de co-optimización de inversiones de generación y transmisión, con redes reducidas, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos del parque generador en un contexto de mercado competitivo, ante distintos escenarios de proyección de variables relevantes. En el proceso de optimización de inversión, se elaboran ocho escenarios futuros de expansión de las centrales de generación, eligiendo tres de estos escenarios y adaptando su ubicación con la información disponible de proyectos en etapas de Acceso Abierto. De esta forma se construyen los escenarios 1, 2 y 3, con los cuales se procede a efectuar el diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión. La Figura 0-2 muestra la evolución proyectada del parque generador.

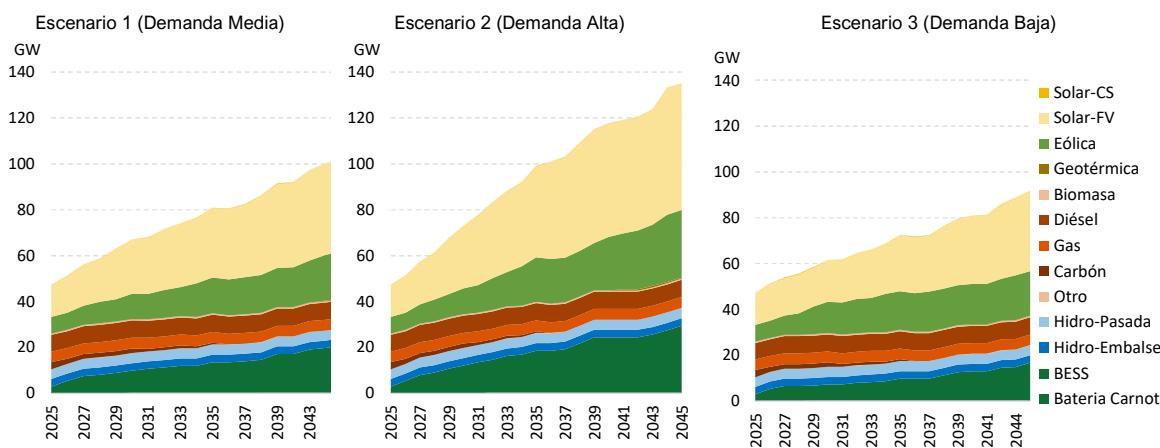


Figura 0-2. Matriz de generación esperada.

Los escenarios elaborados evidenciarían que, bajo los supuestos utilizados para proyectar la demanda y la generación, la capacidad instalada se encuentra entre 91 GW y 135 GW al año 2045, reflejando el incremento necesario para el abastecimiento de consumos futuros asociados a nuevas tendencias de demanda tales como, electromovilidad, datacenter, la industria del hidrógeno verde, entre otras. En los tres escenarios predominaría la capacidad instalada solar fotovoltaica, compensando la rigidez horaria en su generación con el desarrollo de sistemas de almacenamiento de 6 y 8 horas. Finalmente, se esperaría que el desarrollo eólico sea similar ante escenarios de demanda baja y media, pero mayor en escenarios de demanda alta, privilegiando su ubicación en este último escenario en las zonas alrededor de S/E Jadresic y S/E Nueva Pichirropulli.

Los planes de obras elaborados mediante una co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento entregan como resultado la incorporación de entre 11 GW y 23 GW en capacidad adicional en SAE tipo baterías (BESS), con predominio de tecnologías de 6 a 8 horas de duración. Esta expansión responde a su calidad como complemento del crecimiento sostenido del parque

solar fotovoltaico en la zona norte, cuyo desarrollo genera importantes desafíos en el manejo de congestiones y de flexibilidad operativa.

El contexto energético analizado se caracteriza por una alta demanda asociada a la producción de combustibles sintéticos (hidrógeno y amoniaco verde), especialmente en el escenario de demanda alta. Estas nuevas cargas, concentradas en la zona norte en torno a las subestaciones Kimal, Los Changos y Liqcau, alcanzan potencias entre 2,6 GW y 7,5 GW. En lo relativo a su efecto sobre el parque generador, el escenario 2 muestra una fuerte complementariedad entre generación fotovoltaica y estos nuevos tipos de consumo en su variante flexible.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la zona norte del SEN, las simulaciones identifican altas probabilidades de congestión diurna en los corredores de 500 kV y 220 kV entre las SS/EE Lagunas y Kimal, en particular en el tramo de transformación Nueva Lagunas 500/220 kV para el corredor de 500 kV, así como en el tramo al norte de S/E Frontera para el corredor de 220 kV. En el largo plazo, a partir del año 2040, se observa probables congestiones que superarían el 40% de las horas anuales en horario diurno en el tramo Kimal 500/220 kV en escenarios de demanda media y alta, derivadas de los flujos por generación solar que se evacúan hacia el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, destinado a abastecer la zona centro.

Durante el horario nocturno, las posibles congestiones disminuyen en el norte debido al predominio de la energía solar, aunque podrían persistir en sectores con presencia eólica, o en aquellos cuya causa sea el nivel previsto de demanda de clientes libres, tal como es el caso de la línea 2x220 kV Chuquicamata–Nueva Chuquicamata.

En el entorno de la subestación Jadresic, se proyectan posibles congestiones desde 2039 en la línea 2x500 kV Cumbre – Llullaillaco, producto de la expansión eólica en la zona de Taltal. Asimismo, la S/E Andes podría presentar limitaciones persistentes en las líneas 2x220 kV Andes – Monte Mina y 2x220 kV Monte Mina – Nueva Zaldívar, incluso tras el refuerzo previsto para 2027, reflejando la magnitud de la generación prevista en la zona.

En el norte chico en 500 kV, entre las SS/EE Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar se prevén altas probabilidades de congestión diurna, mitigadas temporalmente por la entrada en servicio del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre en 2029, aunque reaparecen con el crecimiento fotovoltaico. Las congestiones más severas se podrían presentar nuevamente en el escenario de alta demanda.

En la zona centro, las transformaciones 500/220 kV de las SS/EE Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel muestran congestiones superiores al 30% desde 2035. En el centro-sur, las congestiones se asocian al desarrollo eólico, especialmente en el tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel y en la futura S/E Digüeñas desde su entrada en operación.

Finalmente, en el sur del SEN, se proyecta un posible crecimiento eólico significativo junto con almacenamiento, impulsado por la electrificación de la calefacción. Se prevén posibles congestiones relevantes en el corredor antiguo de 220 kV entre las SS/EE Nueva Pichirropulli y Rahue, las SS/EE Rahue y Frutillar Norte, además de en las SS/EE Puerto Montt – Melipulli particularmente en horario nocturno.

En términos del mercado eléctrico común, los costos marginales diurnos presentan un probable desacople norte-centro, que se mitiga con la entrada del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. No obstante, hacia el largo plazo, el escenario de demanda alta muestra aumentos en los desacoplos de precios spot por desajuste entre la demanda y el aprovechamiento de la oferta, además de necesidades de transmisión interregionales. En el horario nocturno, los costos marginales de energía se mantienen acoplados en la mayor parte del sistema.

DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

El diagnóstico de los sistemas de transmisión zonal se divide en dos dimensiones de distinta naturaleza. Por un lado, se realizan análisis del transporte a través de los transformadores AT/AT y de líneas de transmisión, que responden al uso asociado a la demanda coincidente del sistema; y por otro lado se desarrollan los análisis de flujo de potencia por los transformadores AT/MT (subestaciones primarias de distribución) cuya cargabilidad se proyecta en función de las máximas demandas locales. El diagnóstico es a su vez separado en las 6 zonas que se enumeran a continuación:

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

A continuación, se presenta un resumen global del análisis de suficiencia de todas las instalaciones zonales. Por cada tipo de instalación se incorpora una figura que presenta los niveles de cargabilidad para el periodo 2025-2033, donde los colores, verde, amarillo, naranjo y rojo corresponde a niveles de cargabilidad menor al 50%, entre 50% y 85%, entre 85% y 100% y mayor al 100% respectivamente.

La Figura 0-3 y la Figura 0-4 resumen el diagnóstico de líneas y transformadores AT/AT de todo el sistema.

- Verde: menor a 50%
- Amarillo: entre 50% y 85%

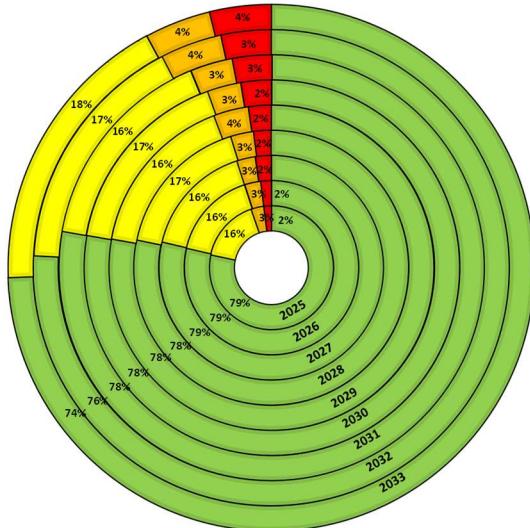


Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión.

- Naranjo: entre 85% y 100%
- Rojo: mayor a 100%

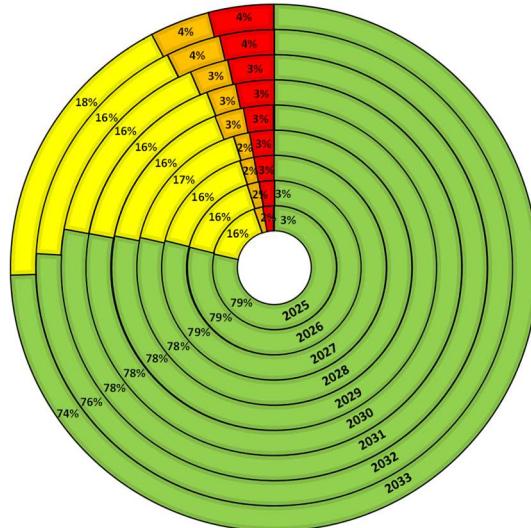


Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2033 se identifica que 747 circuitos de tramos de líneas de transmisión podrían presentar niveles de cargabilidad inferiores al 50%, 178 con niveles bajo el 85% de su capacidad, mientras que 41 circuitos de tramos de líneas de transmisión podrían presentar niveles de cargabilidad superiores al 85% y finalmente 38 podrían superar el 100% de su capacidad.
- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2033, se observa que 8 podrían superar el 100% de su cargabilidad, siendo estos los siguientes: Lastarria 220/66/13.2 kV 75 MVA, Talcahuano 154/69/14.8 kV 75 MVA N1, Parinacota 220/69/13.8 kV 96 MVA N°1+UR, Ovalle 110/66/23 kV 60 MVA N°4, Choapa 220/115/23 kV 75 MVA 2, Maule 154/66 kV 60 MVA (N1 y N2) y Punta Cortes 154/66 kV 75 MVA.
- Por otro lado, se identifica que 10 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, siendo estos: ATR Alto Jahuel 220/115/13.2 kV 390 MVA N2, ATR Chena 220/110/13.8 kV 400 MVA (N1 y N2), Lo Campino 220/110 kV 400 MVA T1, ATR Pilauco 220/66/23 kV 120 MVA, T3D S/E Pozo Almonte HT1, Ovalle 110/69/23 kV 60 MVA N°3, Chillan 154/66 kV 75 MVA, Rancagua 154/66 kV 56 MVA N1 y San Fernando 154/66 kV 56 MVA N2.

La Figura 0-5 resume el diagnóstico de transformadores AT/MT.

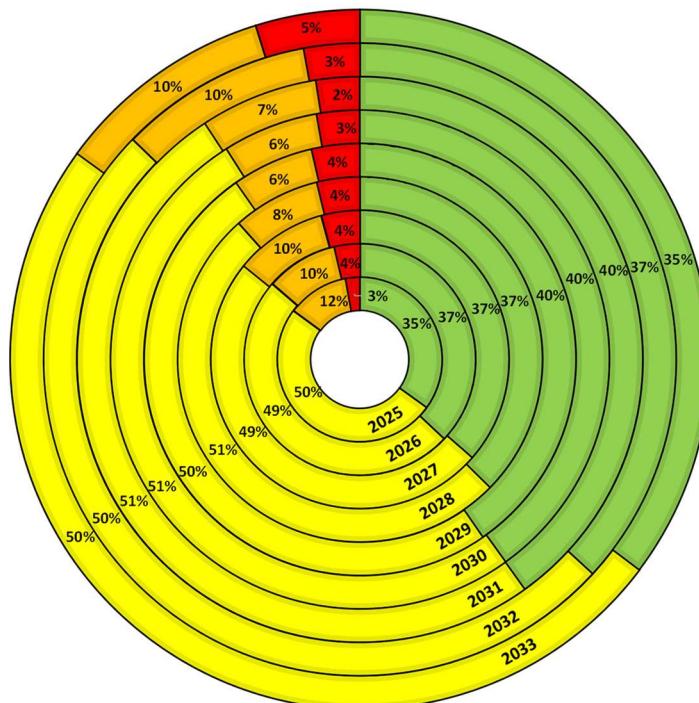


Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

- De los 789 transformadores AT/MT diagnosticados al año 2033, 78 unidades podrían presentar niveles de cargabilidad entre un 85% y un 100% y 37 de ellos, podrían enfrentar una cargabilidad superior al 100%. Cabe destacar que en varios casos los niveles de uso de estos transformadores pueden ser disminuidos si se realizan medidas operativas a nivel de distribución.

INTRODUCCIÓN

El presente informe se realiza en el marco del proceso de Planificación de la Transmisión del año 2026, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, y de acuerdo con el artículo 106 del decreto 37 que aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en particular respecto a la Propuesta de Expansión que el Coordinador debe remitir a la Comisión Nacional de Energía, en adelante Comisión o CNE, durante los primeros quince días de cada año.

Este documento tiene como propósito poner a disposición de las empresas coordinadas, desarrolladores de proyectos, consultores, partes interesadas y público en general, un diagnóstico sobre la utilización esperada del sistema de transmisión eléctrica en el período 2025-2044. Con esto, se espera recibir comentarios y observaciones como etapa previa a la propuesta de proyectos de expansión de la transmisión que el Coordinador deberá presentar a la CNE.

El diagnóstico del sistema de transmisión se elabora a partir de insumos que permiten pronosticar el desarrollo del sistema eléctrico a largo plazo. La proyección de la demanda de energía y potencia se elabora para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores. La previsión de la oferta está conformada por 3 escenarios de expansión del parque generador, realizada en base a los datos del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) elaborada por el Ministerio de Energía. Los escenarios fueron desarrollados mediante métodos de optimización conjunta generación - transmisión - almacenamiento, dando cuenta de la reserva de corto plazo para el control de frecuencia y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión, coherentes con el crecimiento de la generación y el consumo.

Con la modelación del sistema eléctrico, la proyección de la demanda y la elección de los escenarios de expansión del parque generador, se obtiene 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 de fuentes renovables. El modelo empleado refleja los efectos del cambio climático en el tratamiento hidrológico empleado en la co-optimización. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, y para la elaboración de estudios eléctricos que permiten verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Este modelo es posteriormente empleado por el Coordinador en su Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión, para evaluar las obras que permitan adaptar el sistema conforme a los planes de generación y demanda futura proyectados, entregando señales al mercado y al regulador de cómo se proyecta el desarrollo de los distintos segmentos del sector eléctrico.

Por otro lado, el diagnóstico de las instalaciones de transmisión zonales utiliza una metodología que busca analizar la suficiencia de éstas, 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 de las líneas de transmisión zonal. Se identifican las zonas en que existan perfiles de tensión fuera de los rangos permitidos en la NTsyCS, y que por consiguiente no cumplan los estándares de seguridad y calidad de servicio.

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

- Resumen Ejecutivo: Corresponde al Resumen con los resultados principales del Diagnóstico.
- Introducción: Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y sintetiza el contenido del diagnóstico.
- Objetivos: Corresponde a la definición de los objetivos del informe.
- Consideraciones generales y supuestos: En este capítulo se sintetiza los resultados de la aplicación metodológica para el análisis de la demanda y oferta de generación.

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

Respecto de la evolución de la generación, se entrega la información que permite caracterizar los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contemplan antecedentes del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (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 se relacionan con grandes bloques de nueva generación en dicho horizonte.

- Metodología de desarrollo del estudio: Este capítulo está orientado a describir el proceso de la planificación de expansión la red de transmisión, dado que el diagnóstico del Sistema de Transmisión constituye una de las etapas de dicho proceso.

- Diagnóstico: En este capítulo se presentan y analizan los principales resultados del diagnóstico de los sistemas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional. El sistema de transmisión nacional es abordado en su conjunto, mientras que el sistema de transmisión zonal es segmentado en 6 zonas geográficas:

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

La presentación de los resultados del diagnóstico de instalaciones de transmisión nacional se realiza analizando las principales variables relevantes, tales como congestiones, vertimiento ERV y costo marginal esperado, además de mostrar los principales resultados de flujos esperados por el sistema de transmisión. Mientras que en el caso del sistema de transmisión zonal se realiza; primero, presentando una descripción de la zona de análisis; segundo, exponiendo los resultados del diagnóstico de los transformadores AT/MT (transformadores para el abastecimiento directo de la demanda); y tercero, analizando los resultados del diagnóstico para los transformadores AT/AT y líneas de transmisión zonal.

1 OBJETIVOS

El presente documento tiene como propósito entregar una primera visión de largo plazo sobre el desarrollo del sistema de transmisión.

En específico los objetivos son:

- Presentar la proyección de demanda de largo plazo.
- Presentar la proyección de oferta de largo plazo.
- Diagnosticar el uso de las redes del sistema de transmisión nacional.
- Diagnosticar el uso de las redes del sistema de transmisión zonal.

2 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

2.1 DEMANDA

La proyección de la demanda de largo plazo del SEN se obtiene a través de la aplicación de encuestas a clientes industriales y zonales, así como la utilización de un modelo econométrico. Como resultado de este proceso, se obtiene la proyección para cada una de las subestaciones donde se realizan retiros de energía y donde se prevé el ingreso de nuevos consumos. La metodología y resultados se presentan con mayor detalle en el documento “Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN, periodo 2025-2045”², mientras que las etapas clave se resumen en la Figura 2-1.



Figura 2-1. Metodología de previsión de la demanda eléctrica.

La proyección de demanda de largo plazo periodo 2025-2045 se ha desarrollado considerando tres escenarios³: Bajo, Medio y Alto, con tasas de crecimiento anual promedio de 3,1 %, 3,7 % y 5,2 %, respectivamente.

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

En la Figura 2-3 se presenta la proyección de energía por región, donde se destaca que en todos los escenarios se proyectaría un aumento significativo en la demanda en la Región de Antofagasta, impulsado por proyectos mineros, desaladoras y el desarrollo de H2V, mientras que la Región Metropolitana muestra un alto consumo debido a la gran concentración de clientes regulados e industrias.

² Proyección de Demanda: [Proyección de demanda de largo plazo proceso 2026](#)

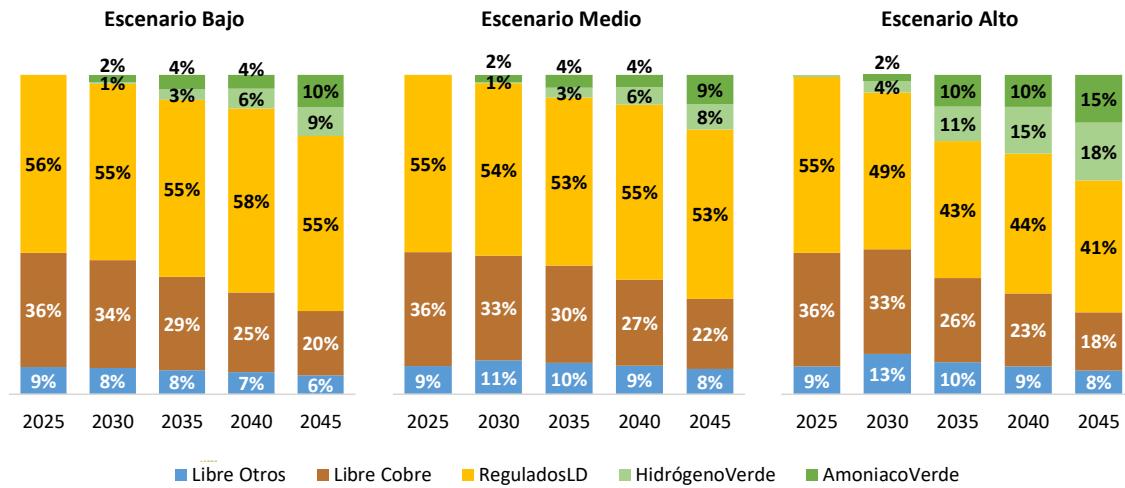


Figura 2-2. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2025-2045.

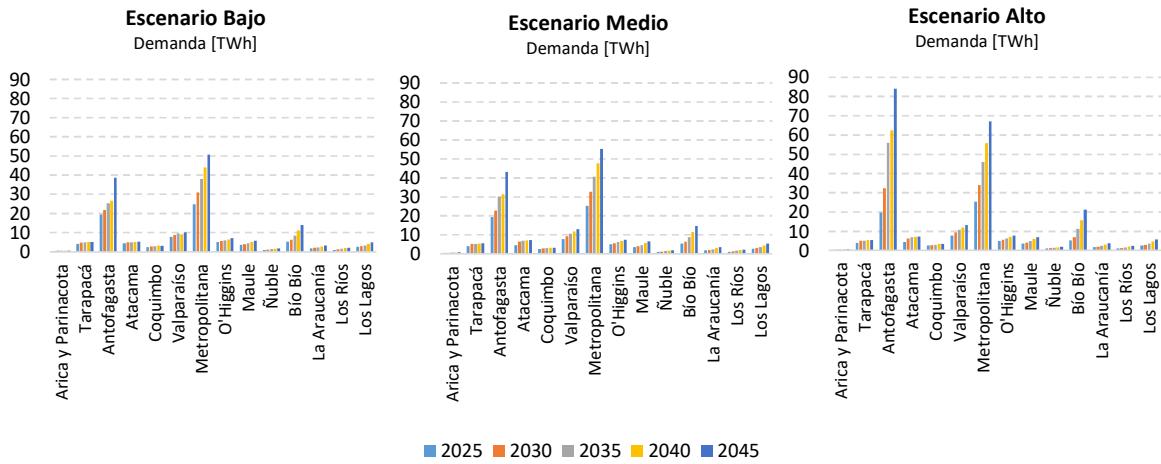


Figura 2-3. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2025-2045.

2.2 OFERTA

De acuerdo con el artículo 87° de la Ley, la planificación de la transmisión debe alinearse con la planificación energética de largo plazo del Ministerio de Energía. Esto implica considerar los supuestos utilizados en la elaboración de los planes de obras de generación a largo plazo, como son las proyecciones de nuevos consumos (H2V), la capacidad de generación por zona y los supuestos para la creación de escenarios a largo plazo.

Para la construcción del Plan de Obras de Generación se consideró, además:

- Proyección de la demanda para el período 2025-2045, desarrollada por el Coordinador y detallada en el documento “Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN” de octubre de 2025.
- Proyecciones de costos de combustibles. Se utilizan los precios de GNL, Carbón y Diesel elaborados internamente por el Coordinador.
- Proyección de costos de desarrollo de tecnologías, considerando el informe de costos de tecnología de generación y almacenamiento de la CNE (mayo 2025)⁴, mientras que la evolución futura de costos se proyectó utilizando como referencia fuentes internacionales: el Annual Technology Baseline (ATB) del NREL (junio 2024)⁵ y el World Energy Outlook de la IEA (abril 2024)⁶.
- Proyectos declarados en construcción: Proyectos declarados en construcción contenidos en la Rex. Ex. CNE N°289 correspondiente a mayo de 2025.
- Datos de las centrales e instalaciones existentes obtenidos a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador.
- Retiro de unidades a carbón conforme a acuerdos público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadoras.

Posteriormente, se lleva a cabo la optimización de los planes de obra según la metodología descrita en el documento “Plan de Obras de Generación”⁷. Esto se realiza utilizando modelos simplificados del sistema de transmisión en el software Plexos, los cuales posteriormente se implementan en una modelación con mayor detalle topológico en el software PLP.

⁴ <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/costos-de-inversion/>

⁵ <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies>

⁶ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

⁷ Plan de Obras de Generación: [Proyección de oferta y escenarios de generación de largo plazo](#)



Finalmente, es fundamental señalar que el análisis previamente descrito recomienda la nueva capacidad de generación óptima para el SEN desde un modelo reducido del mismo. Antes de su implementación en el Software PLP y con el propósito de reflejar el interés de la industria en términos de localización, se ajusta el plan de obras resultante de la simulación de los escenarios en Plexos, relocalizando la generación asignada a cada barra de la red reducida en función de los potenciales existentes en su entorno.

La distribución de la generación en cada zona se realiza considerando la información proveniente de proyectos de licitaciones de terrenos fiscales y del proceso de Acceso Abierto del Coordinador. Esta metodología busca incorporar tanto los intereses de las empresas generadoras, así como los potenciales que identifica la autoridad. La integración de estos elementos se realiza en base a los siguientes criterios.

1. Proyectos con motivo de licitación terrenos fiscales: La determinación de los potenciales en el entorno a cada una de las barras de plexos considera todos los proyectos identificados por el regulador.
2. Proyectos con autorización de conexión: La determinación de los potenciales considera los proyectos con informes de autorización de conexión emitidos por el Coordinador, asociados a empresas desarrolladoras con experiencia previa, ubicados en el entorno de las barras que el Plan de Obras estima.

La metodología consiste en identificar, para cada barra modelada en el sistema reducido de PLEXOS, las subestaciones de su entorno, asignándoles los potenciales identificados tanto por procesos de acceso abierto como por licitaciones de terrenos fiscales, según corresponda. Posteriormente, se realiza una prorrata entre dichas subestaciones con el fin de determinar la distribución del potencial identificado en el respectivo plan de expansión del parque generador. Adicionalmente, la metodología considera limitaciones en los potenciales máximos, de manera de reflejar adecuadamente las condiciones reales de la zona y evitar una sobre instalación en puntos específicos cuando exista disponibilidad en otras ubicaciones del entorno.

El detalle de las distribuciones consideradas se presenta en el documento “Prorrata Relocalización de Expansión del Parque Generador” al interior del Anexo V.

2.2.1 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

Con el propósito de evaluar escenarios de generación que propendan a la definición de propuestas de expansión de la transmisión robustas, el Coordinador definió para la PET 2026 los escenarios de expansión del parque generador conformados según lo indicado en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Escenarios considerados para plan de obras de generación 2026.

Combinatoria de supuestos		Escenario 01	Escenario 02	Escenario 03
Demanda Energética		Media*	Alta**	Baja*
Año de descarbonización del sistema		Retiro carbón 2035	Retiro carbón 2035	Retiro carbón 2035
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías Bombeo Hidráulico CSP Batería de Carnot (GIZ)	Medio Alto Alto Medio	Medio Alto Alto Medio	Alto Alto Alto Medio
Costos de inversión tecnologías de generación renovable	Solar Eólico Geotérmica Hidráulica	Medio Medio Medio Alto	Medio Medio Medio Alto	Alto Bajo Medio Alto
Costos de combustibles		Referencial Coordinador		
Reconversión unidades a carbón a Batería Carnot		2 unidades candidatas		
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos y geotermia		Baterías nuevas desde 2028 Batería Carnot desde 2029 Bombeo desde 2034 Limitación Geotermia e Hidro Sin proyectos de generación con GNL Limitado desarrollo Transmisión Sur		
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Nuevos desde 2028		
Estadística hidrológica		Históricos de período abril 1995 – marzo 2024		

(*) Demanda Baja y Media considera Hidrógeno Verde del Escenario de Recuperación Económica Lenta Post COVID, PELP 2023-2027.

(**) Demanda Alta considera Hidrógeno Verde del Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad, PELP 2023-2027.

2.2.2 RESULTADOS

Además del parque generador actual, los escenarios de expansión de la generación considerados suman una capacidad instalada total que oscila entre 91 GW y 135 GW para el año 2045. La Figura 2-4 muestra la capacidad instalada proyectada desde 2026 hasta 2045. Los detalles completos de

los resultados del plan de obras de generación para todos los escenarios se encuentran en el documento “Plan de Obras de Generación”⁸.

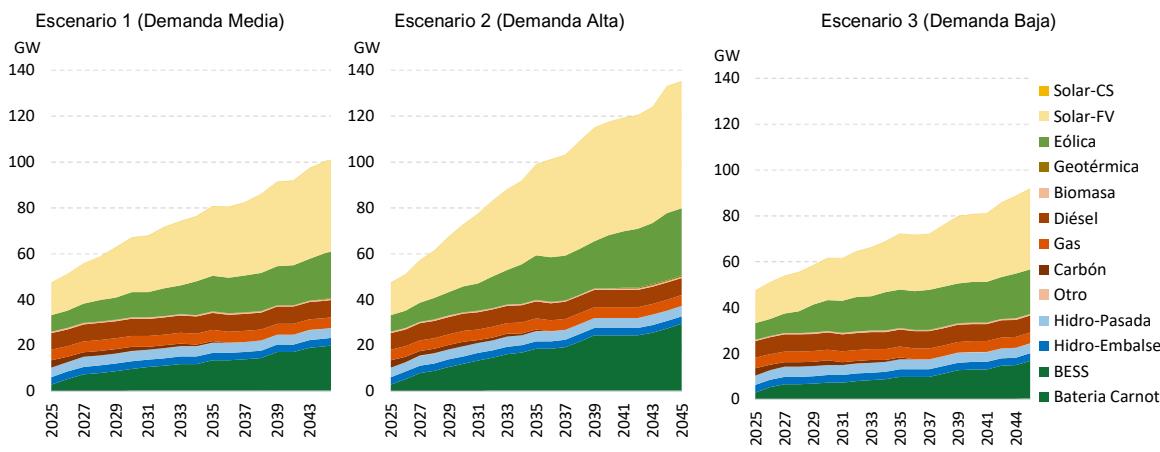


Figura 2-4. Matriz de generación, considerando la de expansión del parque generador.

⁸ Plan de Obras de Generación: [Proyección de oferta y escenarios de generación de largo plazo](#)

3 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

La fase de diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional es una parte integral del proceso de la propuesta de planificación de la expansión de la red de transmisión, que se explica de manera general en este capítulo. Este proceso abarca seis etapas fundamentales, que incluyen la recopilación de información y la definición de supuestos para la modelación, el análisis y los estudios para el diagnóstico a largo plazo, la evaluación del uso previsto del sistema de transmisión, la formulación y el análisis del desempeño de propuestas de expansión, la evaluación de dichas propuestas y, finalmente, la elaboración del plan de obras propuestas de transmisión. Estas etapas se presentan esquemáticamente en la figura 3-1 y la figura 3-2.

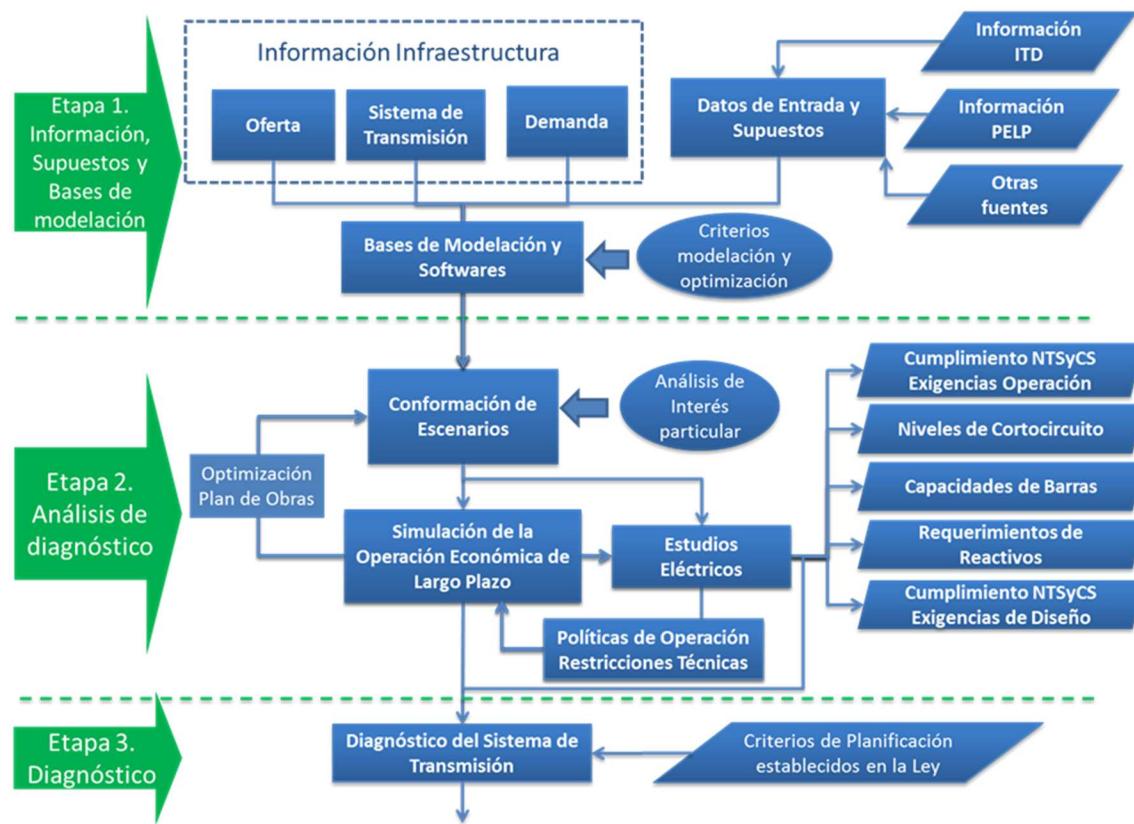


Figura 3-1. Diagrama del proceso Parte 1.

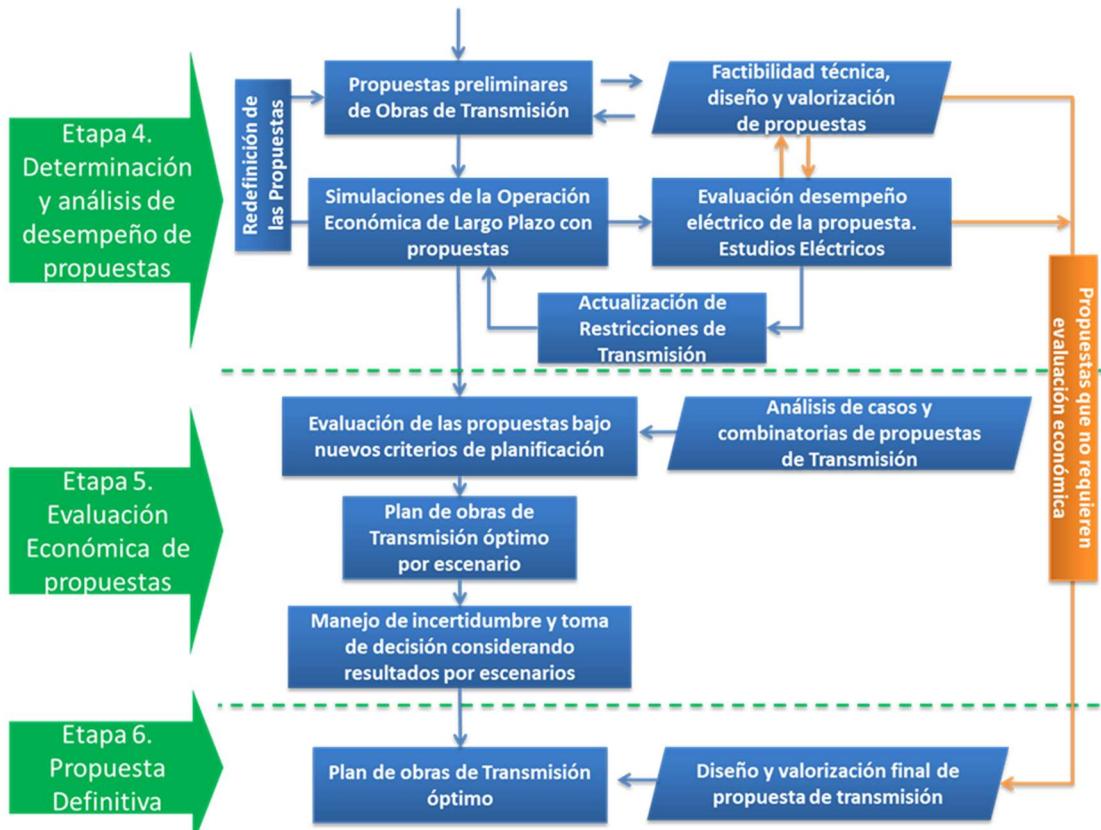


Figura 3-2. Diagrama del proceso Parte 2.

En base al proceso presentado en las figuras anteriores, se obtiene el diagnóstico de uso de la red de transmisión nacional, el cual corresponde al antecedente principal para identificar las congestiones futuras permitiendo así dar lugar al estudio de futuras obras de expansión de la transmisión que permitan otorgar una mayor eficiencia económica para el sistema a largo plazo. El detalle de la metodología se puede encontrar en el Anexo II “Metodología de Desarrollo del Diagnóstico” de este informe.

3.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL

La aplicación de la metodología empleada para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se elabora 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 son analizadas 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 otro lado, los transformadores AT/MT se evalúan a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

El periodo de análisis corresponde a 2025-2033, con lo cual es posible 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 del sistema zonal corresponden a las siguientes:

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

El Anexo II “Metodología de Desarrollo del Diagnóstico” contiene los aspectos específicos sobre la metodología empleada para el diagnóstico de las instalaciones zonales. Los aspectos abordados en dicho documento contemplan la metodología de para el diagnóstico de los transformadores AT/MT y la metodología para el diagnóstico de líneas de transmisión y de transformadores AT/AT.

4 DIAGNÓSTICO

4.1 DIAGNÓSTICO GLOBAL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1.1 CONSIDERACIONES PRINCIPALES DE LA MODELACIÓN

Las variables involucradas con la previsión de la capacidad de generación y demanda están expuestas a niveles significativos de incertidumbre. Por este motivo, se consideran tres escenarios para elaborar el diagnóstico del sistema de transmisión. Estos tres escenarios reflejan el desarrollo previsto del sistema eléctrico por parte del Coordinador, especialmente en lo que respecta a la proporción esperada de proyectos en tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas. Además, abordan los desafíos actuales relacionados con la descarbonización de la matriz energética y las dificultades en el desarrollo del sistema de transmisión en el sur del país en relación con el norte.

Horizonte y resolución	<ul style="list-style-type: none">Diagnóstico de los próximos 20 años considerados entre 2025 y 2045.Etapas mensuales con 10 bloques horarios representando las horas diurnas y nocturnas.
Demanda	<ul style="list-style-type: none">Demanda base del año 2024 desde bases de transferencias económicas.Escenarios de demanda alta, media y baja determinados por el Coordinador a partir de insumos de la PELP, de modelos económicos y de encuesta de demanda a clientes libres y regulados.
Generación	<ul style="list-style-type: none">Generación existente, proyectos declarados en construcción, proyectos comprometidos mediante licitaciones de suministro, proyectos en fase avanzada en régimen de Acceso Abierto y generación prevista en la optimización conjunta generación-almacenamiento-transmisión.Descarbonización a partir de calendario público-privado detallado en el documento “Plan de Obras de Generación” publicado por el Coordinador.Proyección de costos de combustible determinada por el Coordinador.Solicitud de retiro de instalaciones ingresadas hasta mayo de 2025.Matriz de generación actualizada a mayo de 2025.
Red de transmisión	<ul style="list-style-type: none">Modelación PLP en sistema reducido que representa el SEN en 339 barras y 487 líneas.Incorporación de todos los tramos de transmisión nacionales existentes, declarados en construcción y decretados por el Ministerio de Energía.
Matriz hidrológica	<ul style="list-style-type: none">Estimación del comportamiento futuro utilizando 30 series hidrológicas, que abarcan el periodo de 1995 a 2024.

Figura 4-1. Descripción de los supuestos utilizados en la elaboración de la base de datos para simulaciones PLP.

4.1.1.1 Proyecciones de costos variables

El Coordinador emplea una proyección de costos de combustibles usados para generación térmica, que depende principalmente de índices de precios y la información de los contratos vigentes de suministro. Dado que el horizonte de planificación es más extenso que los pronósticos disponibles de costos combustibles, se asume un precio constante desde el último año en que exista un valor proyectado por el Coordinador. Dependiendo del combustible, dichas proyecciones están disponibles hasta el año 2036.

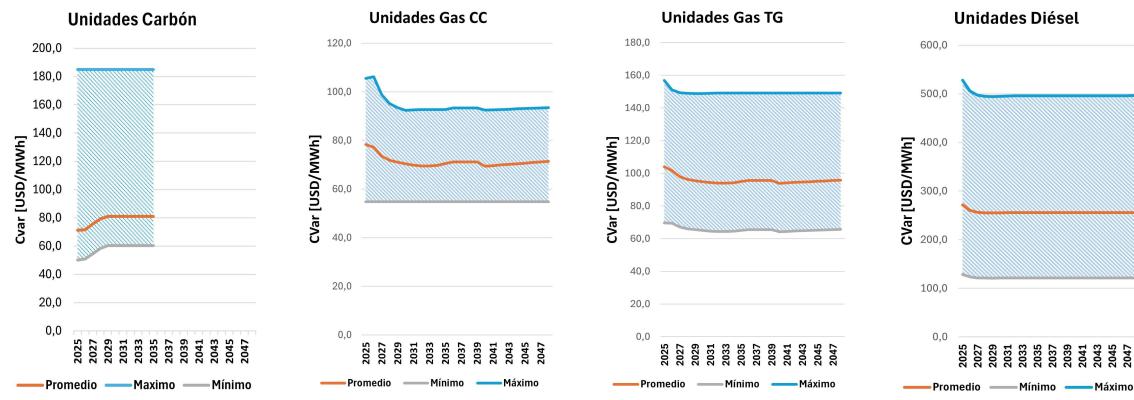


Figura 4-2. Proyección de costo variable de unidades térmicas.

En la Figura 4-2 se muestra los costos variables proyectados para las unidades generadoras que emplean Carbón, Gas y Diésel como insumo energético. En el caso de las unidades que operan con carbón, solo se muestra su costo variable hasta el año 2035, puesto que los escenarios empleados no contemplan la operación de unidades generadoras de esta tecnología con posterioridad a dicho año. Con respecto a las unidades que operan con gas, la dispersión de precios mostrada se debe a que existe una variedad de precios de suministro existentes y proyectados, además de los distintos rendimientos térmicos. Finalmente, en cuanto a las unidades que operan con diésel, al igual que en el caso del Gas, se proyecta que estarán disponibles para el despacho hasta el final del horizonte de planificación con el último costo variable estimado en todos los escenarios examinados en el presente informe.

4.1.2 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SEN Y ANÁLISIS DE CONGESTIONES

En esta sección se presenta la oferta de generación del SEN para el año 2025, así como la proyección de la capacidad futura instalada en los años 2030, 2035, 2040 y 2045. Posteriormente se presenta tablas con el análisis de congestiones previstas en el sistema de transmisión. Esta información se presenta de manera segmentada por zonas, considerando tanto escenarios diurnos como nocturnos.

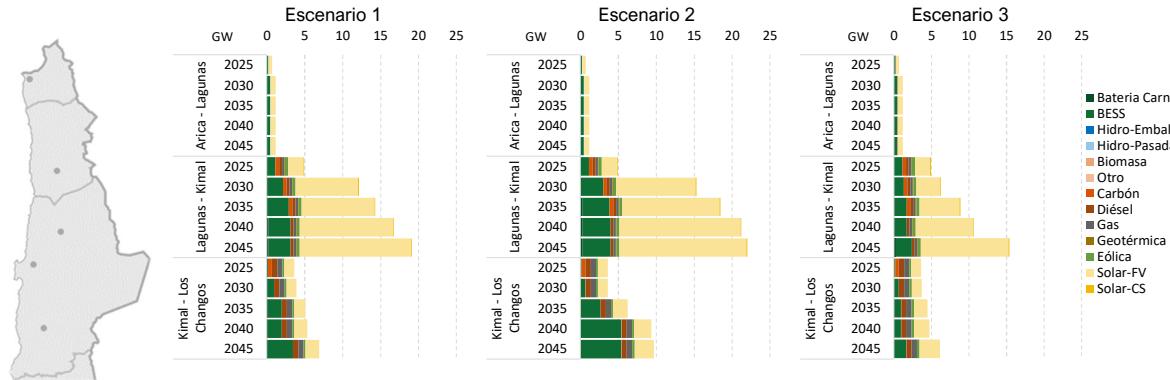


Figura 4-3. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Arica y Los Changos.

Se prevé que la expansión en la capacidad instalada de la zona entre Arica y Kimal podría estar compuesta principalmente por una combinación de energía solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía, en particular de aquellos con capacidad de almacenamiento entre 6 y 8 horas. La zona comprendida entre las SS/EE Kimal y Los Changos, además de las tecnologías mencionadas anteriormente, podría incorporar generación eólica en la zona de Calama.

Otro factor relevante en el entorno a la subestación Los Changos, es que para la presente versión de la Propuesta de Expansión de la Transmisión es la presencia de grandes bloques de demanda para la producción de hidrógeno verde y amoniaco verde, los cuales alcanzan una demanda máxima en potencia de entre 2,6 GW y 7,5 GW, acentuado en el escenario de demanda alta, concentrados en el entorno de las SS/EE Kimal, Los Changos y Liqau, lo que se traduce en un incremento de generación en la zona.

A continuación, se presentan las probabilidades de tiempo de congestión esperada para distintos tramos de la zona en análisis.

Tabla 4-1. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Arica y Los Changos en horario diurno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01				0%	3%	5%	5%	5%	5%	4%	6%	6%	7%	17%	27%	23%	27%	12%	17%	18%
	E02				0%	2%	0%	1%	3%	4%	3%	6%	9%	7%	13%	17%	20%	24%	21%	29%	31%
	E03				0%	3%	4%	4%	6%	8%	11%	12%	11%	26%	32%	44%	50%	49%	25%	46%	31%
NuevaLagunas220->Lagunas220	E01	0%	0%	7%	7%	22%	23%	22%	22%	22%	49%	50%	49%	50%	52%	58%	57%	57%	59%	61%	61%
	E02	0%	0%	48%	50%	56%	58%	64%	65%	62%	64%	62%	64%	64%	64%	66%	67%	68%	70%		
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SanSimon220->Frontera220A	E01	0%	0%	0%	0%	0%	7%	8%	8%	10%	3%	4%	3%	3%	5%	6%	6%	11%	9%	11%	8%
	E02	0%	0%	0%	3%	2%	25%	25%	21%	19%	13%	14%	15%	15%	18%	18%	17%	22%	24%	24%	23%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Frontera220A->Frontera220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	6%	15%	11%	11%	2%	4%	3%	4%	5%	10%	10%	17%	17%	19%	20%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	9%	15%	12%	14%	9%	14%	16%	21%	29%	27%	31%	31%	33%	30%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
AnaMaria220A->AnaMaria220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%	9%	9%	9%	11%	14%	24%	32%	32%	32%	35%	36%	32%	31%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	4%	4%	1%	2%	3%	2%	3%	7%	6%	12%	14%	14%	18%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Crucero220->Kimal220	E01	0%	45%	54%	66%	88%	88%	88%	92%	92%	91%	91%	92%	93%	92%	93%	94%	93%	93%	93%	93%
	E02	0%	62%	58%	72%	91%	94%	92%	93%	93%	91%	92%	92%	93%	94%	93%	94%	93%	93%	93%	93%
	E03	0%	0%	17%	44%	58%	61%	59%	87%	90%	89%	90%	89%	92%	91%	92%	91%	91%	93%	93%	93%

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Encuentro220->Kimal220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	3%	3%	4%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	13%	16%	15%	23%	22%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	2%	1%	18%	8%	
Kimal500->Kimal220	E01	0%	4%	0%	2%	1%	4%	10%	5%	4%	8%	8%	10%	10%	11%	36%	46%	41%	42%	41%	46%	40%
	E02	0%	11%	2%	2%	3%	1%	5%	13%	19%	16%	21%	34%	21%	43%	46%	48%	47%	43%	46%	41%	
	E03	0%	0%	0%	2%	10%	12%	14%	4%	4%	3%	6%	6%	9%	12%	20%	24%	22%	20%	19%	14%	
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	16%	17%	16%	15%	15%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	2%	14%	15%	15%	14%	13%	13%	13%	11%	11%	12%	13%	13%	13%	13%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Miraje220->Encuentro220	E01	9%	13%	19%	41%	41%	55%	47%	29%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	E02	10%	11%	19%	30%	17%	28%	24%	39%	19%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	
	E03	10%	17%	17%	45%	62%	63%	69%	61%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%	
Calama220->NvaChuquicamata220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	6%	5%	6%	8%	15%	15%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	38%	39%	60%	57%	71%	71%	71%	71%	69%	77%	78%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	33%	40%	41%	46%	50%	45%	50%
Atacama220->Miraje220	E01	0%	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	6%	10%	10%	
	E02	0%	11%	13%	15%	34%	19%	16%	15%	15%	26%	9%	4%	11%	8%	8%	13%	17%	15%	12%	14%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	4%	4%	11%	10%	
Kimal220->Laberinto220	E01	0%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	6%	9%	12%	3%	5%	10%	12%	11%	18%	23%	20%	27%		
	E02	0%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	6%	9%	12%	3%	5%	10%	12%	11%	18%	23%	29%	30%	27%	
	E03	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	6%	9%	10%	5%	7%	4%

En cuanto al diagnóstico de la zona norte, se identifica que en horario diurno el corredor entre las SS/EE Lagunas y Kimal, en 500 kV presentaría altas transferencias generándose así congestiones en la línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Lagunas y en el banco de autotransformadores 500/220 kV 750 MVA de S/E Nueva Lagunas. Por otro lado, solo para un escenario de alta demanda, se observan congestiones en el corredor de 220 kV, a la altura de S/E Frontera, que se profundizan en el largo plazo alcanzando una probabilidad de congestión del orden del 30% de las horas diurnas en congestión al año al final del horizonte.

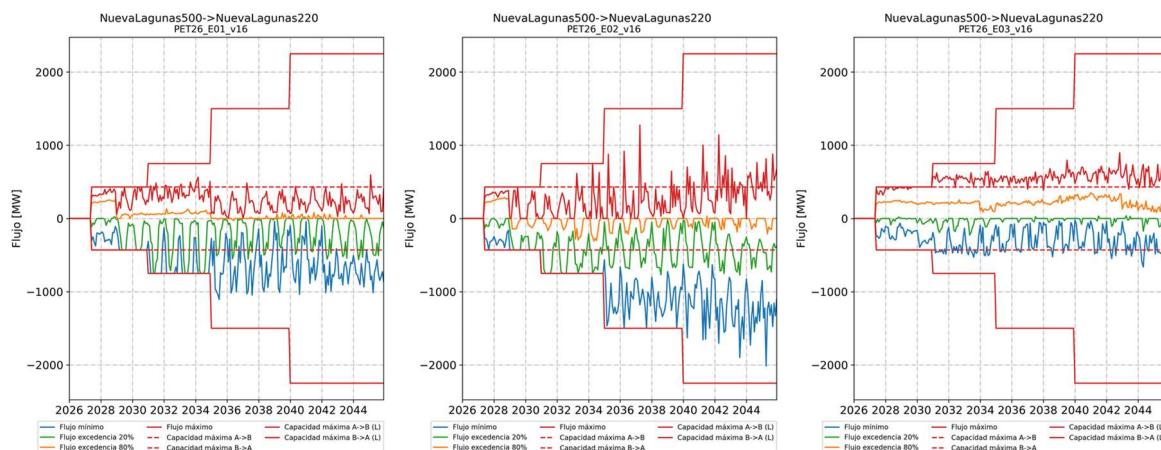


Figura 4-4. Uso esperado tramo S/E Nueva Lagunas 500/220 kV 750 MVA.

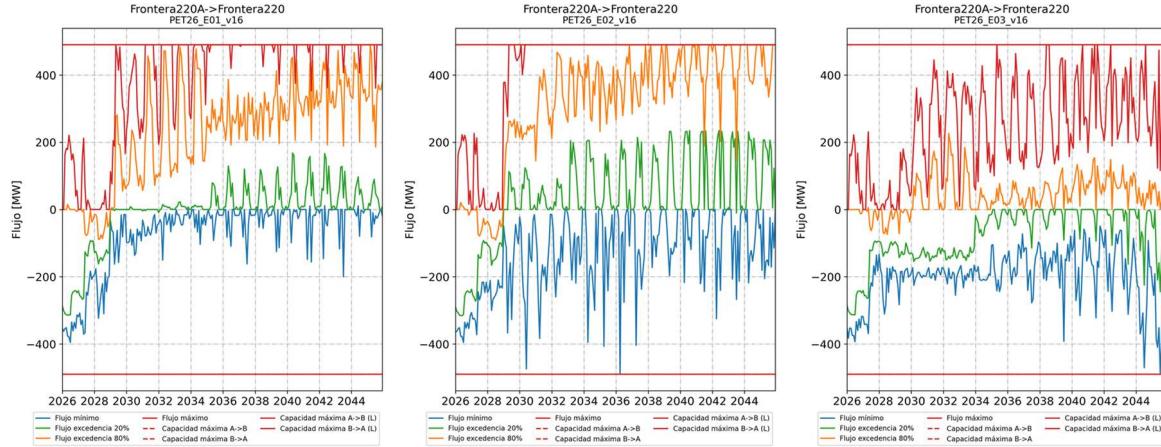


Figura 4-5. Uso esperado de la suma en los flujos de los tramos al norte de S/E Frontera en 220 kV.

Sobre el entorno de la S/E Kimal, se prevé en el mediano y largo plazo altas probabilidades de congestión en horario diurno en el tramo de transformación 500/220 kV, superando el 40% en los escenarios 1 y 2 desde 2040. Lo anterior, se explica por los flujos provenientes de las líneas en 500 kV, que se evacuan hacia el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, lo cual tiene como propósito abastecer los consumos de la zona centro, principalmente con generación solar fotovoltaica, cuya capacidad instalada crece continuamente en el horizonte estudiado. Por último, en la línea 2x220 Laberinto – Kimal se esperarían congestiones en horario diurno para los escenarios 2 y 3, dado el crecimiento del parque generador mencionado anteriormente.

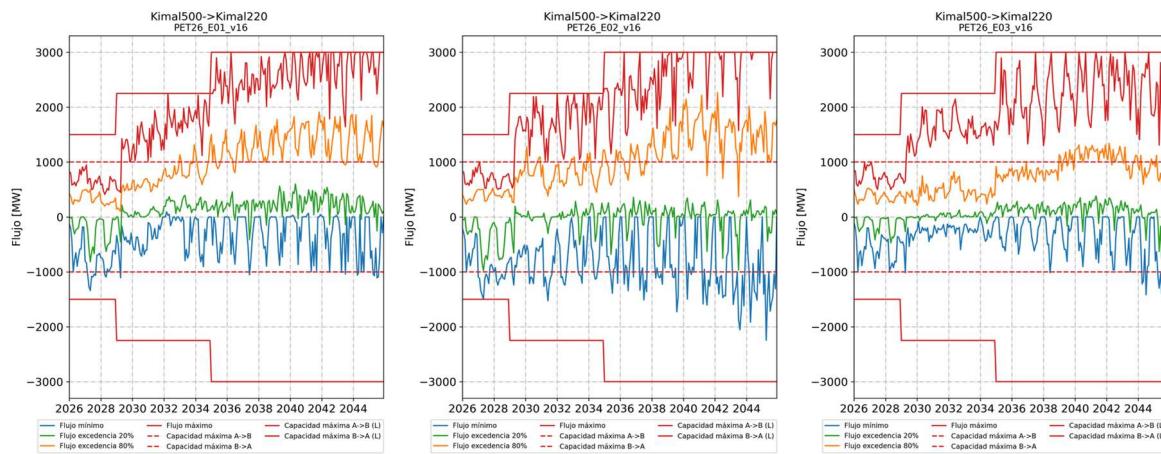


Figura 4-6. Uso esperado tramo S/E Kimal 500/220 kV 2x750 MVA.

Por otro lado, la Tabla 4-3 que contiene la probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre SS/EE Arica y Los Changos, muestra las congestiones esperadas en la zona cuando las baterías reemplazan el aporte de las centrales fotovoltaicas. Dado que la tecnología predominante en el

Norte Grande es la energía solar fotovoltaica, se observa una menor probabilidad en el número de congestiones en horario nocturno, por lo que las congestiones se mantienen en torno a las zonas con mayor generación eólica. Al igual que el horario diurno, la línea 2x220 kV Chuquicamata – Nueva Chuquicamata tendría un alto uso debido a la mayor demanda de los escenarios 1 y 2 informada por los consumidores en la zona. Similarmente, en horario nocturno se acentúa la congestión en las líneas 2x220 kV Miraje – Atacama, debido a que la ausencia de generación solar en el entorno de la S/E O’Higgins, hace necesario abastecer la demanda desde el entorno de la S/E Kimal. Al igual que en el periodo diurno, se observa congestiones en la transformación 500/220 kV de la subestación Kimal, no obstante, en el horario nocturno las congestiones son de mayor profundidad, ya que se esperarían congestiones entre 20% y 48% al año 2035.

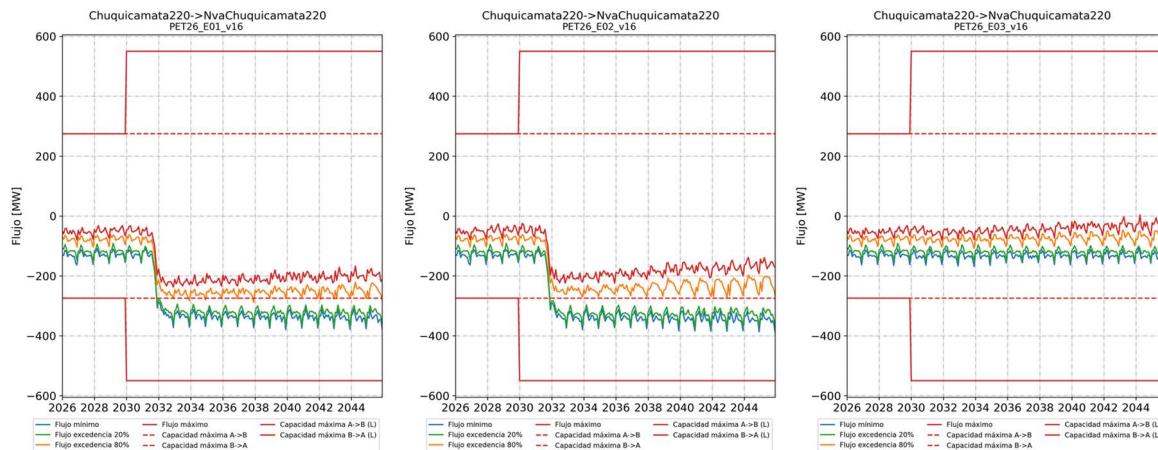


Figura 4-2. Uso esperado tramo 2x220 kV Chuquicamata – Nueva Chuquicamata.

Tabla 4-3. Probabilidad de congestión esperada en horario diurno entre SS/EE Arica y Los Changos en horario nocturno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01			0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2%	4%	6%	2%	11%	10%	11%	18%	20%	15%	
	E02			0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	5%	9%	24%	38%	35%	33%	28%	33%	27%
	E03			0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	4%
AnaMaria220A->AnaMaria220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	6%	7%	6%	5%	8%	8%	7%	8%	7%	7%	7%
	E02	0%	0%	0%	2%	3%	3%	3%	18%	18%	22%	20%	19%	21%	25%	25%	24%	24%	23%	19%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Kimal500->Kimal220	E01	0%	0%	0%	9%	24%	17%	22%	22%	19%	30%	35%	32%	59%	47%	56%	52%	47%	47%	46%	40%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	0%	0%	0%	3%	8%	9%	8%	9%	20%	23%	19%	15%	45%	52%	42%	30%	21%	28%		
NvaChuquicamata220->Kimal220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	6%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	6%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	7%	94%	99%	97%	98%	98%	98%	99%	99%	100%	98%	98%	99%	100%	99%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	7%	95%	99%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	32%	72%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Miraje220->Encuentro220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	7%	8%	12%	11%	20%	24%	26%	30%	27%	33%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	2%	4%	4%	10%	10%	18%	
Atacama220->Miraje220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	2%	4%	7%	12%	15%	13%	11%	8%	9%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	4%	5%	6%	5%	9%	11%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	3%	2%	2%	2%	4%	
Kimal220->Laberinto220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	12%	15%	13%	11%	8%	9%	9%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	4%	5%	6%	5%	9%	11%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	3%	2%	2%	2%	4%	

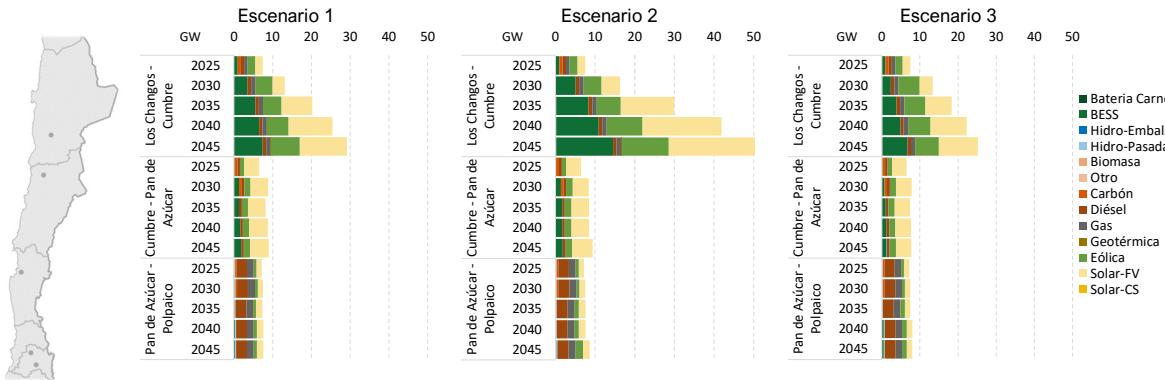


Figura 4-7. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Los Changos y Polpaico.

En la zona entre las SS/EE Los Changos y Polpaico, predominan la tecnología solar fotovoltaica y eólica, esta última especialmente en la zona ubicada entre las SS/EE Los Changos y Cumbre debido al potencial eólico de la zona de Taltal. Lo anterior, se complementa con almacenamiento en baterías, principalmente ubicadas entre las SS/EE Los Changos y Pan de Azúcar.

A continuación, se presentan las probabilidades de tiempo de congestión esperada para distintos tramos de la zona en análisis.

Tabla 4-4. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario diurno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045		
Laberinto220->ElCobre220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	1%	3%	3%		
	E02	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	1%	1%	6%	12%	13%	32%	39%	45%	44%	39%	34%	32%		
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%		
Laberinto220->NuevaZaldivar220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12%	21%	29%	45%	47%	50%	56%	54%	49%	47%	47%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Jadresic500->LosChangos500	E01	0%	0%	0%	0%	8%	4%	2%	3%	4%	4%	4%	6%	5%	6%	5%	9%	14%	21%	24%	24%	24%	
	E02	0%	0%	1%	15%	40%	37%	27%	26%	25%	24%	25%	26%	32%	34%	32%	38%	41%	39%	47%	47%	47%	
	E03	0%	0%	0%	4%	9%	9%	4%	2%	3%	2%	3%	3%	4%	4%	3%	5%	7%	7%	9%	17%	17%	
Andes220->MonteMina220	E01	16%	17%	19%	14%	20%	23%	22%	17%	19%	19%	17%	19%	44%	41%	46%	45%	50%	58%	53%	53%	53%	53%
	E02	20%	17%	63%	66%	66%	70%	80%	78%	79%	76%	75%	70%	74%	72%	74%	68%	68%	72%	82%	86%	86%	
	E03	15%	16%	14%	15%	12%	13%	13%	11%	10%	7%	7%	7%	8%	7%	5%	6%	9%	19%	20%	20%	20%	
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	63%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	2%	2%	2%	2%	5%	5%	5%	
	E02	78%	17%	1%	5%	24%	62%	36%	50%	45%	45%	74%	78%	80%	82%	82%	85%	89%	91%	94%	95%	95%	
	E03	63%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Jadresic220->MonteMina220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	4%	8%	12%	16%	18%	19%	24%	12%	16%	16%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Jadresic500->Jadresic220	E01	2%	10%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	E02	3%	22%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	10%	12%	9%	13%	16%	11%	5%	6%	6%	
	E03	2%	9%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Cumbre500->Llullaillaco500	E01	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	1%	7%	6%	7%	6%	5%	8%	11%			
	E02	0%	1%	3%	1%	0%	1%	1%	2%	5%	7%	6%	10%	13%	16%	19%	13%	13%	14%				
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	4%	3%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Illapa220->Cumbre220	E01	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	5%	7%	5%	9%	9%	9%	
	E02	0%	2%	4%	6%	11%	6%	5%	3%	4%	1%	2%	1%	1%	2%	2%	2%	8%	22%	32%			
	E03	0%	1%	0%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	3%	1%	3%	3%	3%	
NvaCardones500->Cumbre500	E01	1%	5%	4%	3%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	5%	11%	10%	11%	13%	8%	13%	13%	13%	13%
	E02	1%	1%	3%	2%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	7%	8%	14%	19%	24%	27%	23%	30%	28%			
	E03	1%	3%	6%	3%	1%	1%	0%	1%	1%	2%	2%	8%	7%	10%	10%	8%	10%	6%	6%			
SanAndres220->CarreraPinto220	E01	0%	5%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	4%	4%	6%	9%	17%	36%	42%		
	E02	0%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	4%	4%	6%	9%	17%	36%	42%			
	E03	0%	3%	3%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	5%	4%	6%		

			0%	3%	5%	5%	5%	5%	4%	6%	6%	7%	17%	27%	23%	27%	12%	17%	18%		
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01				0%	2%	0%	1%	3%	4%	3%	6%	9%	7%	13%	17%	20%	24%	21%	29%	31%
	E02				0%	3%	4%	4%	6%	8%	11%	12%	11%	26%	32%	44%	50%	49%	25%	46%	31%
	E03				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	5%	4%	6%	6%	5%	8%	8%	
NvaMaitencillo500->NvaCardones500	E01	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	7%	4%	7%	5%	7%	5%	5%	
	E02	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	8%	13%	17%	21%	18%	23%	22%
	E03	0%	0%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	7%	4%	7%	5%	7%	5%	5%	
PuntaColorada220->DonHector220	E01	9%	33%	21%	12%	6%	9%	11%	13%	10%	12%	13%	14%	22%	38%	37%	37%	44%	45%	49%	44%
	E02	11%	31%	23%	16%	7%	16%	18%	25%	24%	20%	26%	33%	35%	45%	50%	49%	52%	48%	53%	50%
	E03	7%	32%	26%	16%	12%	10%	11%	12%	10%	9%	10%	10%	37%	36%	34%	38%	42%	46%	40%	40%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	E01	17%	21%	15%	9%	1%	3%	5%	4%	5%	8%	10%	11%	16%	24%	31%	30%	41%	41%	45%	44%
	E02	15%	15%	18%	11%	1%	2%	4%	6%	9%	12%	21%	32%	31%	48%	57%	59%	65%	68%	74%	74%
	E03	16%	22%	26%	9%	3%	4%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	19%	19%	19%	24%	29%	29%	27%	25%
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	E01	0%	0%	8%	4%	1%	3%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	14%	20%	20%	23%	22%	23%	23%	23%
	E02	0%	0%	2%	1%	0%	0%	1%	1%	11%	15%	18%	19%	19%	20%	24%	22%	22%	23%	22%	22%
	E03	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%
NvaPAzucar500->NvaPAzucar220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	2%	4%	4%	8%	7%	9%	11%	17%	36%	33%	37%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	2%	4%	4%	8%	7%	9%	11%	17%	36%	33%	37%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	2%	3%	3%
LasPalmas220->LosVilos220	E01	2%	1%	10%	7%	0%	1%	2%	2%	3%	1%	1%	1%	2%	7%	9%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	1%	2%	9%	6%	0%	1%	2%	2%	3%	1%	2%	2%	1%	2%	1%	2%	2%	9%	13%	16%
	E03	2%	2%	14%	6%	1%	3%	4%	4%	5%	6%	4%	3%	12%	13%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
Polpaico500->NvaPAzucar500	E01	11%	9%	21%	11%	2%	5%	9%	7%	7%	8%	10%	12%	22%	19%	31%	32%	45%	49%	50%	49%
	E02	11%	11%	22%	14%	1%	7%	10%	19%	23%	33%	44%	53%	54%	64%	70%	69%	72%	76%	80%	81%
	E03	9%	12%	31%	12%	7%	11%	10%	9%	8%	5%	7%	7%	10%	9%	17%	23%	28%	28%	25%	25%
DonaCarmen220->LosVilos220	E01	0%	0%	9%	7%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	2%	7%	9%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	8%	6%	0%	0%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	0%	1%	0%	1%	2%	11%	8%	14%
	E03	0%	0%	13%	6%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	3%	2%	11%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Centella220->Quillota220	E01	74%	77%	49%	44%	36%	42%	47%	45%	43%	37%	44%	35%	34%	52%	24%	20%	21%	15%	17%	14%
	E02	77%	76%	39%	31%	21%	20%	20%	21%	22%	34%	38%	35%	30%	32%	25%	24%	24%	33%	42%	42%
	E03	69%	73%	45%	33%	34%	53%	53%	55%	56%	60%	50%	45%	47%	51%	30%	31%	30%	25%	33%	28%
SanLuis220->AguaSanta220	E01	0%	1%	2%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	0%	3%	8%	6%	7%	11%	18%	18%	26%	22%	29%
	E02	1%	2%	3%	2%	3%	10%	18%	18%	21%	13%	16%	18%	20%	20%	23%	27%	32%	37%	33%	38%
	E03	0%	1%	2%	1%	2%	3%	2%	1%	2%	0%	0%	4%	1%	4%	8%	8%	15%	22%	19%	27%

Las congestiones previstas en horario diurno se presentan en la Tabla 4-5. Esta zona se ve fuertemente influida por la demanda en el entorno de la S/E Changos, particularmente en el escenario 2. Este consumo contempla la producción de hidrógeno verde, cuya demanda se produce en horario diurno. Además, se prevé un aumento sostenido en la producción de amoníaco verde, cuyo perfil es relativamente constante a lo largo del día. Lo anterior, ocasiona importantes probabilidades de congestión diurna en la línea 2x500 Jadresic – Los Changos, para el escenario 2 desde el año 2030.

En cuanto al entorno de la S/E Jadresic, se prevé congestiones en la línea 2x500 kV Cumbre – Llullaillaco desde 2039, dado que en horario diurno la generación eólica de la zona de Taltal complementa la generación solar del norte para el consumo de hidrógeno verde. Se prevé un bajo nivel de congestión entorno a la S/E Jadresic, debido a que se ha optimizado la localización del recurso eólico conforme a información disponible en la plataforma de Acceso abierto, lo que conlleva a localizar principalmente la generación en la barra de 500 kV.

Por su parte, la línea 2x220 Monte Mina – Nueva Zaldívar, si bien presenta posibles congestiones en los primeros años del horizonte, mediante su aumento de capacidad proyectado para 2027 libera las congestiones previstas, salvo en el escenario 2. Las otras líneas del entorno que podrían presentar congestiones en horario diurno en el escenario 2 al final del horizonte son 1x220 Laberinto – El Cobre, 2x220 Laberinto – Nueva Zaldívar y 2x220 Jadresic – Monte Mina.

Cabe señalar que el desarrollo de las simulaciones no ha tenido en cuenta la flexibilidad de AES Andes en sus intercambios internacionales con S/E Cobos, debido a que estos corresponden a intercambios de oportunidad.

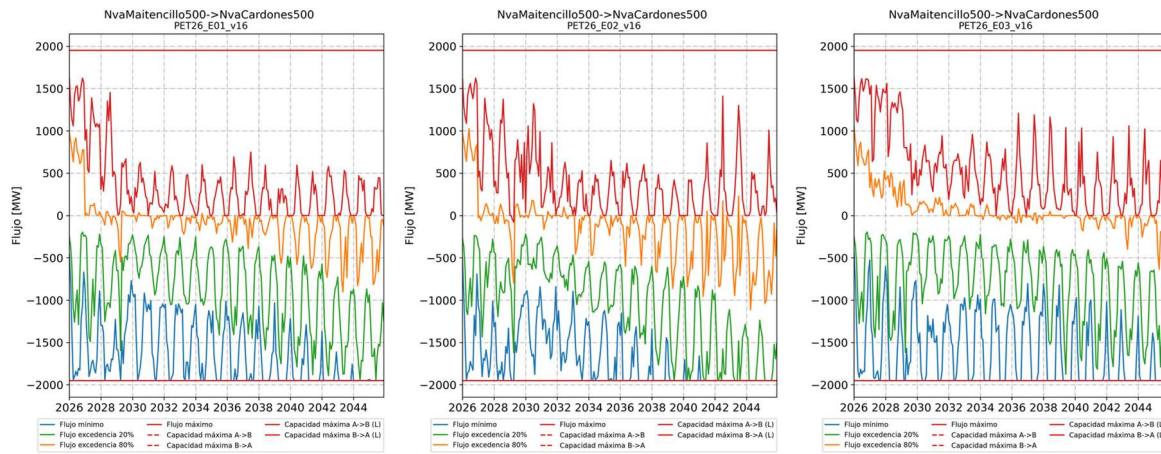


Figura 4-8. Uso esperado tramo 2x500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo.

En cuanto al corredor comprendido por las líneas 2x500 kV Nueva Cardones – Cumbre y 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones se proyecta que tendrán congestiones en horario diurno para el escenario 2 a largo plazo superiores a 13% (desde 2039 y 2040, respectivamente). Lo anterior, se explica por la alta generación solar fotovoltaica entre la S/E Los Changos y la S/E Cumbre, que permiten abastecer la zona metropolitana en horario diurno.

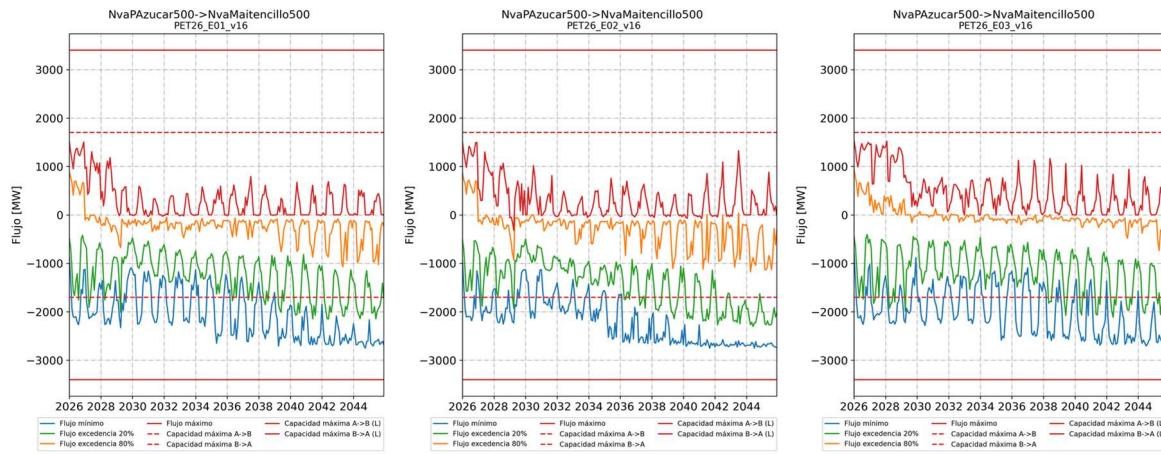


Figura 4-9. Uso esperado tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.

En la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, para todos los escenarios durante el horario diurno, se proyecta probabilidades de congestión superiores al 12% en el corto plazo. En el año 2029, con la entrada en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, se mitigaría momentáneamente la situación anterior, ya que las congestiones en horario diurno reaparecen en todos los escenarios dado el crecimiento de la generación solar fotovoltaica hacia el norte, particularmente en el escenario 2, que desde el año 2035 presenta probabilidad de congestiones superiores al 12%, llegando sobre 70% en el largo plazo. Los escenarios 1 y 3, por su menor demanda exhiben congestiones atenuadas, llegando a probabilidades de congestión en horario diurno sobre 30% y 24% en el largo plazo, respectivamente.

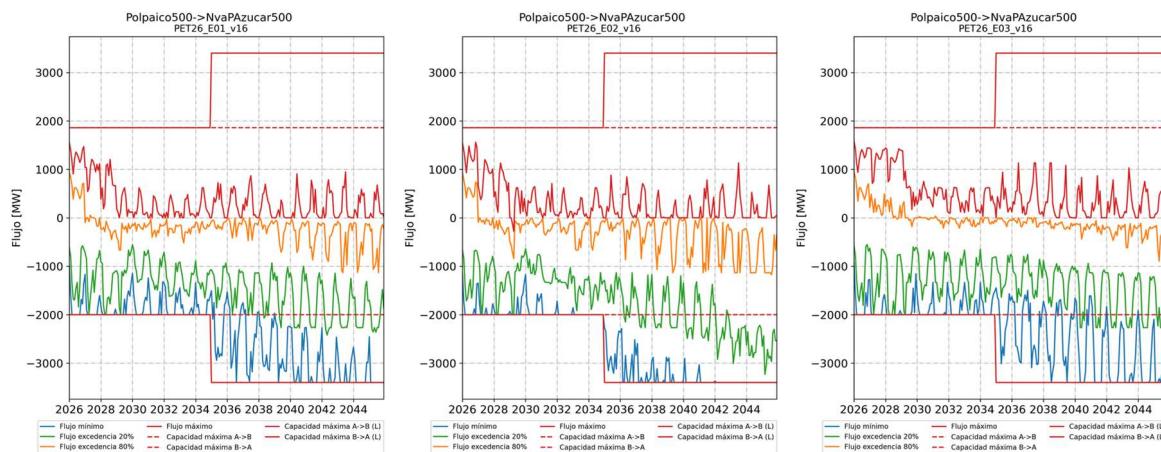


Figura 4-10. Uso esperado tramo 2x500 kV Polpaico - Nueva Pan de Azúcar.

La línea 2x500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar exhibe un comportamiento similar al resto del corredor en 500 kV, ya que el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre reduce la probabilidad de congestiones en horario diurno desde su entrada en operación el año 2029. El escenario 2 desde el año 2034 presenta una probabilidad de congestiones superiores al 23%, superando el 70% en el largo plazo. Los escenarios 1 y 3, por su menor demanda exhiben congestiones atenuadas, llegando a probabilidades de congestión en horario diurno sobre 32% y 23% en el largo plazo, respectivamente.

En paralelo a la línea en 500 kV mencionada en el párrafo anterior, se destaca la línea 2x220 Centella – Quillota, que presenta probabilidades de congestión para todo el horizonte en los tres escenarios evaluados. Lo anterior, a pesar del “Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella”, que se espera en servicio durante el año 2028, ya que solo reduce las probabilidades observadas sin liberar la totalidad de las congestiones esperadas para el corredor.

El diagnóstico sobre la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa prevé congestiones superiores al 18% en horario diurno desde el año 2032 para el escenario 2, mientras que en los otros escenarios se espera que las congestiones superen el 10% al final del horizonte.

Tabla 4-5. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario nocturno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Atacama220->O Higgins220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	2%	5%	6%	7%	12%	12%	19%		
	E02	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	3%	9%	9%	8%	8%	12%	11%	16%	20%	26%	31%	20%	29%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	2%	3%	6%	6%	8%	19%	
Laberinto220->ElCobre220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	1%	4%	3%	
	E02	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	1%	1%	6%	12%	13%	32%	39%	45%	44%	39%	34%	32%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	
Laberinto220->NuevaZaldivar220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	12%	21%	29%	45%	47%	50%	56%	54%	49%	47%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Jadresic500->LosChangos500	E01	0%	0%	0%	0%	8%	4%	2%	3%	4%	4%	4%	6%	5%	6%	5%	9%	9%	14%	21%	24%	
	E02	0%	0%	1%	15%	40%	37%	27%	26%	25%	24%	25%	26%	32%	34%	32%	38%	41%	39%	47%	47%	
	E03	0%	0%	4%	9%	9%	4%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	4%	4%	3%	5%	7%	7%	9%	17%	
Andes220->MonteMina220	E01	16%	17%	19%	14%	20%	23%	22%	17%	19%	19%	17%	19%	44%	41%	46%	45%	50%	58%	53%	53%	
	E02	20%	17%	63%	66%	66%	70%	80%	78%	79%	76%	75%	70%	74%	72%	74%	68%	68%	72%	82%	86%	
	E03	15%	16%	14%	15%	12%	13%	13%	11%	10%	7%	7%	8%	7%	5%	6%	9%	19%	19%	20%		
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	63%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	2%	2%	2%	5%	5%	5%	
	E02	78%	17%	1%	5%	24%	62%	36%	50%	45%	45%	74%	78%	80%	82%	82%	85%	89%	91%	94%	95%	
	E03	63%	14%	0%	0%	4%	9%	9%	4%	2%	3%	3%	3%	4%	4%	3%	5%	7%	7%	9%	17%	
Jadresic220->MonteMina220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	8%	12%	16%	18%	19%	24%	12%	16%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Jadresic500->Jadresic220	E01	2%	10%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	E02	3%	22%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	10%	12%	9%	13%	16%	11%	5%	6%	
	E03	2%	9%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Cumbre500->Llullaillaco500	E01	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	1%	2%	7%	6%	10%	13%	16%	19%	13%	14%	
	E02	0%	1%	3%	1%	0%	1%	1%	2%	5%	7%	6%	10%	13%	16%	19%	13%	14%	14%	14%		
	E03	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	4%	3%	5%	4%	4%	5%	5%	4%	4%	
Illapa220->Cumbre220	E01	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	3%	3%	5%	7%	5%	9%	9%	
	E02	0%	2%	4%	6%	11%	11%	6%	5%	5%	3%	4%	1%	2%	1%	1%	2%	2%	8%	22%	32%	
	E03	0%	1%	0%	0%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	3%	1%	3%	3%		
NvaCardones500->Cumbre500	E01	1%	5%	4%	3%	0%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	5%	11%	10%	11%	13%	8%	13%	13%		
	E02	1%	1%	3%	2%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	7%	8%	14%	19%	24%	27%	23%	30%	28%		
	E03	1%	3%	6%	3%	1%	1%	0%	1%	1%	2%	2%	8%	8%	7%	10%	10%	8%	10%	6%		
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01	0%	3%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	6%	6%	7%	17%	27%	23%	27%	12%	17%	18%			
	E02	0%	0%	2%	0%	1%	3%	4%	3%	6%	9%	7%	13%	17%	20%	24%	21%	29%	31%			
	E03	0%	3%	4%	4%	6%	8%	11%	12%	11%	26%	32%	44%	50%	49%	45%	46%	46%	31%			
NvaMaitencillo500->NvaCardones500	E01	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	5%	4%	6%	6%	5%	8%	8%		
	E02	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	8%	13%	17%	21%	18%	23%	22%		
	E03	0%	0%	2%	2%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	7%	4%	7%	7%	5%	7%	5%			
PuntaColorada220->DonHector220	E01	9%	33%	21%	12%	6%	9%	11%	13%	10%	12%	13%	14%	22%	38%	37%	37%	44%	45%	49%	44%	
	E02	11%	31%	23%	16%	7%	16%	18%	25%	24%	20%	26%	33%	35%	45%	50%	49%	52%	48%	53%	50%	
	E03	7%	32%	26%	16%	12%	10%	11%	12%	10%	9%	10%	10%	37%	36%	34%	38%	42%	46%	40%		
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	E01	17%	21%	15%	9%	1%	3%	5%	4%	5%	8%	10%	11%	16%	24%	31%	30%	41%	41%	45%	44%	
	E02	15%	15%	18%	11%	1%	2%	4%	6%	9%	12%	21%	32%	31%	48%	57%	59%	65%	68%	74%		
	E03	16%	22%	26%	9%	3%	4%	4%	4%	6%	6%	7%	7%	19%	19%	19%	24%	29%	27%	25%		
NvaPAzucar220->PuntaColorada220	E01	0%	0%	8%	4%	1%	3%	4%	5%	5%	6%	7%	9%	14%	20%	20%	23%	22%	23%	23%		
	E02	0%	0%	2%	1%	0%	0%	1%	1%	11%	15%	18%	19%	19%	20%	24%	22%	22%	23%	22%		
	E03	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	3%	3%	3%	6%	6%	8%		
NvaPAzucar500->NvaPAzucar220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	2%	4%	8%	7%	9%	11%	17%	36%	33%	37%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	3%	2%		
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		
LasPalmas220->LosVilos220	E01	2%	1%	10%	7%	0%	1%	2%	2%	3%	1%	1%	2%	2%	7%	0%	0%	0%	0%	0%		
	E02	1%	2%	9%	6%	0%	1%	2%	2%	3%	1%	2%	2%	1%	2%	1%	2%	2%	9%	13%	16%	
	E03	2%	2%	14%	6%	1%	3%	4%	4%	5%	6%	4%	3%	12%	13%	1%	1%	1%	2%	2%		
Polpaico500->NvaPAzucar500	E01	11%	9%	21%	11%	2%	5%	9%	7%	7%	8%	10%	12%	22%	19%	31%	32%	45%	49%	50%	49%	
	E02	11%	11%	22%	14%	1%	7%	10%	19%	23%	33%	44%	53%	54%	64%	70%	69%	72%	76%	80%	81%	
	E03	9%	12%	31%	12%	7%	11%	10%	9%	8%	5%	7%	7%	10%	9%	17%	23%	28%	28%	25%		
DonaCarmen220->LosVilos220	E01	0%	0%	9%	7%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	2%	7%	0%	0%	0%	0%	0%		
	E02	0%	0%	8%	6%	0%	0%	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	2%	11%	8%	14%	
	E03	0%	0%	13%	6%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	3%	2%	11%	11%	0%	0%	0%	0%	0%		
Centella220->Quillota220	E01	74%	77%	49%	44%	36%	42%	47%	45%	43%	37%	44%	35%	34%	52%	24%	20%	21%	15%	17%	14%	
	E02	77%	76%	39%	31%	21%	20%	21%	22%	34%	38%	35%	30%	32%	25%	24%	24%	33%	42%	42%		
	E03	69%	73%	45%	33%	34%	53%	53%	55%	56%	60%	50%	45%	47%	51%	30%	31%	30%	25%	33%	28%	
SanLuis220->AguaSanta220	E01	0%	1%	2%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	0%	0%	3%	8%	6%	7%	11%	18%	18%	26%	22%	
	E02	1%	2%	3%	2%	3%	10%	18%	18%	21%	13%	16%	18%	20%	20%	23%	27%	32%	37%	33%	38%	
	E03	0%	1%	2%	1%	2%	3%	2%	1%	2%	0%	0%	4%	1%	4%	8%	8%	15%	22%	19%	27%	

La Tabla 4-6 que contiene la probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre SS/EE Los Changos y Polpaico, identificándose importantes probabilidades de congestión nocturna en la línea 2x500 kV Jadresic – Los Changos, para el escenario 2 desde el año 2040, superando el 13%, asimismo, desde el año 2038 se proyecta congestiones en la línea 2x220 kV Atacama – O'Higgins, para el escenario 2. Lo anterior, se justifica debido a que se pronostica un crecimiento de la demanda asociada a la producción de amoniaco verde, a diferencia del hidrógeno verde que se concentra en horario diurno.

En cuanto al entorno de la S/E Jadresic, se prevé congestiones en la línea 2x500 kV Cumbre – Llullaillaco desde 2039 para el escenario 2, dado que en horario nocturno predomina la generación eólica de la zona de Taltal complementada con los sistemas de almacenamiento.

En cuanto a la línea 2x220 kV Andes – Monte Mina, el hecho de que las posibles congestiones persistan en horario nocturno, es consistente con la insuficiencia de ésta para aprovechar la energía almacenada en los BESS en la S/E Andes. De forma similar, la línea 2x220 Monte Mina – Nueva Zaldívar, si bien presenta una situación similar en los primeros años, mediante su aumento de capacidad proyectado para 2027 se descongestiona en el mediano y largo plazo, a excepción del escenario 2. En dicho escenario la línea se vuelve a congestionar desde el año 2029, superando el 55% de probabilidad de congestión en el largo plazo.

Cabe señalar que el desarrollo de las simulaciones no ha tenido en cuenta la flexibilidad de AES Andes en sus intercambios internacionales con S/E Cobos, debido a que estos corresponden a intercambios de oportunidad.

En cuanto al corredor comprendido por las líneas 2x500 kV Nueva Cardones – Cumbre y 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones se proyecta que tendrán congestiones en horario nocturno para el escenario 2 a largo plazo superiores a 15% desde 2038 y 11% desde 2042 respectivamente.

En la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, para el escenario 2, se proyecta congestiones en el horario nocturno desde el año 2038, superando el 11%. El escenario 1, por su menor demanda, exhibe congestiones atenuadas, llegando a probabilidades de congestión del orden de un 11% en el largo plazo, mientras que en el escenario de demanda baja no se prevé congestiones relevantes en el horizonte estudiado.

La línea 2x500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar en el escenario 2, desde el año 2042 presenta probabilidad de congestiones superiores al 11% para horario nocturno, mientras que los escenarios 1 y 3 no muestran proyecciones relevantes de congestiones. En paralelo a la línea en 500 kV mencionada, se destaca a la línea 2x220 kV Centella – Quillota, que presenta probabilidades de congestión en horario nocturno superiores al 10% en los tres escenarios evaluados.

La línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa se prevé que tenga congestiones superiores al 14% en horario nocturno desde el año 2031 para el escenario 2, mientras que en los otros escenarios se espera que se produzcan congestiones superiores al 15% desde el año 2040.

Tabla 4-6. Probabilidad de congestión esperada entre SS/EE Los Changos y Polpaico en horario nocturno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Atacama220->Ohiggins220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	2%	4%	3%	3%	6%	4%	5%	5%	5%	7%
	E02	0%	0%	0%	0%	1%	3%	7%	6%	10%	3%	6%	7%	6%	4%	7%	10%	16%	15%	10%	11%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	3%	5%	5%	6%	5%
Laberinto220->ElCobre220	E01	0%	0%	0%	0%	2%	1%	4%	9%	5%	8%	11%	15%	20%	24%	22%	19%	18%	17%	20%	15%
	E02	0%	0%	9%	4%	20%	15%	23%	26%	19%	24%	28%	25%	32%	28%	36%	38%	34%	35%	45%	43%
	E03	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	5%	5%	4%	5%	4%	7%	
Jadresic500->LosChangos500	E01	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	1%	1%	3%	3%	6%	2%	4%	5%	5%	6%	6%	9%	11%
	E02	0%	0%	0%	1%	4%	5%	8%	10%	10%	11%	13%	12%	8%	8%	13%	15%	18%	19%	20%	23%
	E03	0%	0%	0%	4%	10%	11%	11%	11%	12%	10%	11%	11%	8%	6%	8%	8%	9%	8%	11%	10%
Andes220->MonteMina220	E01	19%	75%	70%	69%	66%	66%	57%	55%	57%	52%	51%	51%	73%	70%	71%	70%	73%	79%	82%	81%
	E02	27%	69%	93%	91%	88%	88%	92%	93%	92%	91%	96%	95%	96%	97%	93%	97%	95%	95%	98%	99%
	E03	19%	14%	18%	22%	26%	25%	27%	25%	30%	30%	30%	30%	28%	27%	23%	24%	24%	69%	71%	72%
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	100%	31%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	1%	5%
	E02	100%	31%	9%	16%	32%	29%	57%	62%	44%	38%	48%	47%	57%	55%	58%	75%	77%	81%	97%	97%
	E03	100%	31%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Llullaillaco500->Jadresic500	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	11%	6%	7%	9%	10%	13%	12%	11%
	E02	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	16%	17%	17%	15%	14%	17%	16%	16%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	1%	4%	3%	6%	
Cumbre500->Llullaillaco500	E01	1%	1%	0%	1%	1%	2%	5%	7%	8%	10%	11%	8%	8%	9%	10%	15%	16%	15%	16%	15%
	E02	0%	4%	0%	2%	3%	5%	6%	4%	8%	7%	10%	13%	15%	16%	18%	22%	25%	26%		
	E03	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	1%	3%	3%	3%	3%	3%	6%	6%	9%	
NvaCardenes500->Cumbre500	E01	0%	0%	2%	1%	0%	0%	1%	1%	6%	6%	6%	13%	9%	11%	13%	14%	18%	19%	21%	
	E02	0%	0%	2%	5%	0%	0%	1%	3%	5%	3%	7%	7%	15%	21%	25%	26%	28%	29%	32%	36%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	3%	3%	3%	3%	7%	7%	10%	
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	5%	9%	24%	38%	35%	33%	28%	33%	27%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	4%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	7%	8%	
NvaMaitencillo500->NvaCardenes500	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
PuntaColorada220->DonHector220	E01	0%	1%	3%	2%	1%	1%	1%	3%	1%	5%	4%	4%	4%	3%	5%	4%	5%	6%	7%	9%
	E02	0%	1%	2%	2%	1%	1%	2%	4%	2%	3%	4%	3%	6%	11%	10%	9%	12%	11%	10%	10%
	E03	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%
NvaAzuCar500->NvaMaitencillo500	E01	0%	0%	2%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	4%	3%	7%	5%	8%	9%	10%	15%	15%	18%
	E02	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	2%	5%	4%	11%	16%	19%	20%	23%	25%	28%	33%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	
LasPalmas220->LosVilos220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	3%	3%	4%	5%	5%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	17%	31%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%
Centella220->Quillota220	E01	3%	26%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	5%	12%	12%	13%	18%	24%	17%	14%	18%	22%	22%	22%
	E02	3%	22%	3%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	16%	19%	16%	19%	27%	16%	16%	19%	35%	48%	46%
	E03	3%	6%	1%	1%	2%	10%	11%	12%	15%	20%	20%	16%	27%	28%	30%	26%	27%	27%	27%	
SanLuis220->AguaSanta220	E01	2%	2%	5%	5%	5%	7%	11%	9%	12%	3%	8%	13%	13%	11%	15%	25%	29%	35%	35%	43%
	E02	3%	2%	9%	8%	10%	14%	24%	22%	22%	17%	19%	25%	28%	28%	31%	37%	43%	52%	49%	59%
	E03	1%	1%	4%	7%	9%	11%	10%	11%	10%	2%	4%	9%	7%	9%	15%	20%	30%	38%	40%	49%

A continuación, se presenta la capacidad instalada proyectada en la zona comprendida entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos.

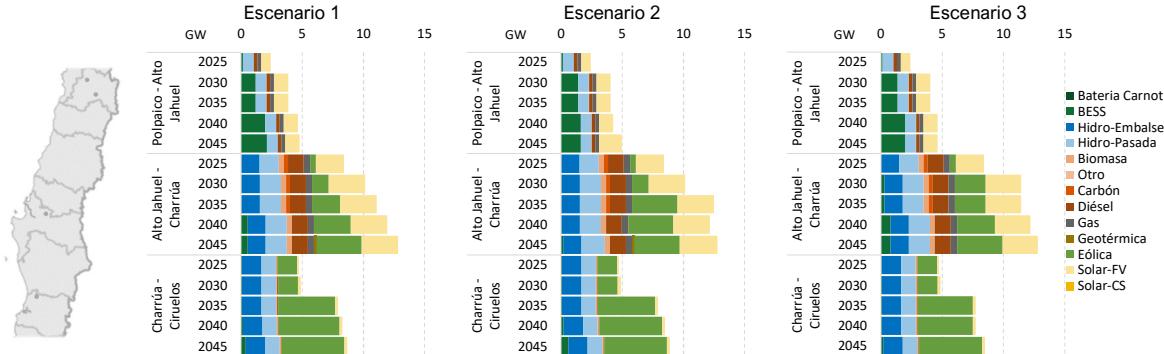


Figura 4-11. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos.

En la Figura 4-11, se presenta el grafico de potencia instalada en la zona entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos. Predomina la tecnología eólica, especialmente entre las SS/EE Charrúa y Ciruelos, junto a un monto discreto de plantas con tecnología eólica entre las SS/EE Alto Jahuel y Charrúa. Adicionalmente, destaca la inclusión de baterías en la Región Metropolitana progresivamente desde 2030 hacia el final del horizonte de análisis.

A continuación, se presentan las probabilidades de tiempo de congestión esperada para distintos tramos de la zona en análisis.

Tabla 4-7. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario diurno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Polpaico500->Polpaico220	E01	0%	0%	3%	6%	25%	39%	48%	54%	64%	59%	59%	58%	72%	76%	76%	75%	79%	73%	77%	74%
	E02	0%	0%	2%	5%	18%	19%	25%	23%	26%	36%	42%	50%	49%	55%	56%	53%	52%	48%	41%	37%
	E03	0%	0%	2%	5%	20%	28%	37%	42%	49%	51%	48%	67%	63%	67%	66%	61%	64%	56%		
Lampa220->Polpaico220	E01	1%	4%	8%	6%	35%	67%	73%	75%	75%	76%	76%	78%	79%	79%	77%	78%	78%	81%	79%	82%
	E02	1%	11%	16%	10%	36%	70%	75%	79%	79%	73%	77%	76%	77%	78%	74%	76%	78%	81%	79%	82%
	E03	0%	11%	17%	14%	47%	71%	74%	77%	76%	74%	76%	76%	78%	79%	77%	79%	81%	82%	79%	82%
LoCampino220->Lampa220	E01					1%	4%	2%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	4%	6%	7%	5%	7%
	E02						4%	10%	8%	4%	2%	1%	3%	3%	4%	4%	4%	6%	8%	11%	14%
	E03					5%	13%	7%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	5%	5%	6%
LoAguirre500->LoAguirre220	E01	0%	0%	2%	9%	61%	62%	66%	72%	79%	78%	77%	78%	80%	84%	82%	83%	86%	84%	84%	85%
	E02	0%	0%	1%	14%	69%	60%	60%	58%	59%	68%	69%	72%	70%	77%	71%	73%	72%	70%	73%	72%
	E03	0%	0%	1%	11%	53%	57%	62%	70%	75%	74%	73%	75%	80%	79%	76%	79%	80%	78%	81%	76%
AltoJahuel500->AltoJahuel220	E01	0%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	4%	9%	13%	12%	14%	20%	26%	36%	38%	41%	36%	39%	41%
	E02	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	2%	10%	12%	17%	17%	21%	25%	20%	22%	19%	19%	20%
	E03	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	5%	7%	7%	10%	16%	15%	23%	26%	27%	25%	31%	27%
Loica220->AltoMelipilla220	E01	4%	5%	14%	13%	6%	9%	7%	9%	9%	10%	12%	13%	13%	15%	14%	13%	13%	13%	12%	15%
	E02	4%	5%	16%	12%	7%	14%	12%	12%	19%	17%	18%	18%	17%	18%	16%	14%	16%	15%	12%	15%
	E03	4%	5%	4%	8%	6%	6%	5%	6%	4%	4%	4%	5%	5%	6%	5%	5%	5%	6%	5%	6%
Charrúa220->SantaClara220	E01	1%	1%	1%	0%	1%	1%	2%	3%	10%	6%	5%	6%	9%	10%	9%	9%	11%	10%	12%	15%
	E02	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	4%	2%	1%	1%	3%	3%	3%	2%	3%	6%	9%	9%
	E03	1%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	4%	2%	1%	1%	3%	3%	3%	2%	3%	6%	7%	10%
SantaClara220->Mulchen220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	3%	3%	4%	4%	6%	6%	8%	9%	11%	11%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	12%	7%	5%	6%	11%	13%	12%	15%	14%	17%	21%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	5%	2%	1%	2%	3%	3%	3%	0%	0%	9%	10%	
Diguenes500->Diguenes220	E01										3%	4%	5%	5%	6%	8%	10%	9%	13%	14%	18%
	E02										9%	7%	6%	10%	10%	11%	14%	17%	19%	12%	18%
	E03										1%	0%	2%	2%	3%	3%	3%	0%	0%	0%	0%
Metrenco220->Cautin220	E01	12%	10%	9%	10%	8%	1%	1%	2%	4%	5%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	11%	7%	7%	8%	8%	1%	2%	4%	4%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	13%	9%	10%	8%	8%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Metrenco220	E01	12%	15%	15%	9%	8%	1%	1%	1%	1%	10%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	13%	17%	17%	13%	11%	2%	2%	1%	1%	10%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	10%	15%	15%	10%	9%	1%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RioTolten220->Lastarria220	E01	13%	10%	10%	11%	7%	1%	1%	2%	2%	3%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	11%	8%	8%	8%	8%	1%	2%	3%	2%	3%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	13%	10%	11%	10%	8%	1%	1%	1%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Lastarria220->Ciruelos220	E01	14%	17%	18%	11%	10%	3%	3%	1%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	15%	20%	21%	15%	13%	3%	3%	2%	2%	12%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	E03	12%	17%	19%	12%	10%	3%	3%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

La Tabla 4-7 y la Tabla 4-8 muestran las probabilidades de congestión en las líneas de la zona entre las subestaciones Polpaico y Ciruelos durante el día y noche respectivamente. En ambas tablas se identifica posibles congestiones en las transformaciones 500/220 kV localizadas en la Región Metropolitana (Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel), las cuales se observan de forma recurrente a partir del año 2030 en las SS/EE Polpaico y Lo Aguirre, en los tres escenarios analizados, presentando probabilidades superiores a 30% al año 2035, que se incrementan sostenidamente durante el horizonte. Por otra parte, el tramo de transformación de la S/E Alto Jahuel muestra desde 2040 una probabilidad de congestión superior a 25% en todos los escenarios.

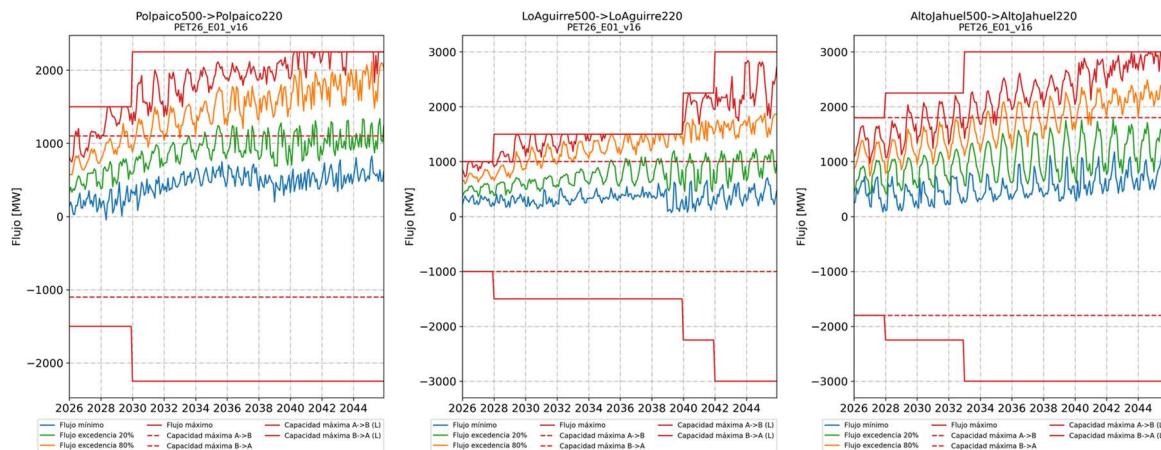


Figura 4-11. Uso esperado tramo 500/220 kV en la Región Metropolitana.

Adicionalmente, se observa posibles congestiones a lo largo del sistema de 220 kV comprendido entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia, particularmente en horario nocturno desde 2039. Es importante señalar que esta problemática ya había sido identificada por el Coordinador, quien propuso una serie de obras para atender este requerimiento. Sin embargo, a la fecha, en los planes de expansión de la transmisión no se ha incluido una solución estructural para la zona.

Tabla 4-8. Probabilidad de congestión esperada entre las SS/EE Polpaico y Ciruelos en horario nocturno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Polpaico500->Polpaico220	E01	0%	1%	12%	23%	28%	37%	39%	55%	58%	74%	77%	76%	77%	82%	84%	81%	80%	83%	84%	84%	
	E02	0%	1%	8%	20%	22%	32%	36%	49%	56%	68%	71%	69%	76%	82%	84%	82%	82%	81%	83%	83%	
	E03	0%	0%	2%	7%	10%	12%	18%	24%	34%	51%	50%	47%	43%	49%	50%	52%	50%	55%	56%	59%	
Lampa220->Polpaico220	E01	0%	0%	1%	1%	3%	7%	13%	14%	17%	12%	15%	20%	31%	31%	33%	40%	42%	50%	49%	54%	
	E02	0%	0%	1%	1%	4%	13%	19%	21%	22%	20%	23%	32%	38%	42%	43%	47%	53%	60%	62%	66%	
	E03	0%	0%	0%	0%	2%	6%	9%	11%	13%	6%	11%	17%	30%	36%	45%	48%	50%	55%	55%	61%	
LoCampino220->Lampa220	E01				1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	3%	6%	9%	11%	14%	15%	19%			
	E02					1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	8%	10%	12%	15%	21%	21%	28%		
	E03					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	7%	8%	13%	13%	17%		
LoAguirre220->CerroNavia220_I	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	16%	21%	26%	30%	31%	31%		
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	6%	7%	15%	24%	28%	31%	32%	36%	40%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	4%	5%	13%	19%	23%		
	E04	0%	1%	8%	21%	10%	19%	22%	32%	40%	55%	58%	63%	68%	79%	76%	77%	78%	88%	85%	90%	

LoAguirre500->LoAguirre220	E02	0% 0% 2% 15% 9% 12% 18% 31% 38% 58% 61% 66% 80% 90% 89% 88% 89% 88% 92% 93%
	E03	0% 0% 0% 2% 4% 5% 7% 7% 11% 31% 33% 34% 31% 43% 39% 43% 46% 56% 56% 65%
Chena220->CerroNavia220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 1% 2% 3% 5% 8% 11% 14% 16% 20% 19% 21%
	E02	0% 0% 0% 0% 3% 2% 2% 3% 5% 5% 7% 9% 11% 12% 15% 15% 18% 23% 24% 25%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 2% 3% 3% 3% 1% 1% 1% 1% 1% 1% 1%
AltoJahuel500->LoAguirre500	E01	32% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 0% 1% 1% 1% 1% 1% 1% 1% 1% 1%
	E02	27% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 1% 1% 1% 0% 1% 2% 3% 3% 2% 1%
	E03	32% 1% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 2% 3% 3% 3% 1% 1% 1% 1% 1% 1% 1%
BajaCordillera220->AltoJahuel220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 3% 4% 3% 4% 9% 15% 17% 22% 26% 33% 38%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 6% 8% 10% 11% 16% 23% 29% 34% 38% 44% 47%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 1% 1% 1% 2% 3% 6% 9% 14% 20% 23%
AltoMelipilla220->AltoMelipilla220Aux	E01	0% 0% 0% 1% 4% 7% 8% 15% 18% 28% 32% 31% 32% 38% 43% 38% 41% 43% 48% 48%
	E02	0% 0% 0% 2% 7% 9% 10% 15% 13% 23% 27% 28% 31% 39% 40% 41% 36% 41% 40%
	E03	0% 0% 0% 0% 1% 2% 3% 6% 9% 18% 15% 14% 16% 22% 23% 25% 24% 25% 28% 29%
AltoJahuel500->AltoJahuel220	E01	0% 0% 0% 1% 1% 2% 4% 8% 11% 26% 31% 38% 40% 40% 44% 49% 54% 58% 56% 58%
	E02	0% 0% 0% 0% 1% 1% 3% 4% 11% 16% 33% 36% 41% 46% 53% 59% 58% 60% 61% 64% 66%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 1% 3% 14% 15% 18% 21% 30% 31% 32% 39% 45% 49% 52%
Rapel220->Loica220	E01	11% 9% 9% 9% 9% 6% 8% 8% 6% 5% 4% 4% 3% 3% 3% 2% 1% 1% 1% 1%
	E02	11% 9% 8% 8% 9% 8% 7% 9% 8% 6% 6% 5% 3% 2% 2% 2% 1% 1% 1% 1%
	E03	10% 10% 9% 9% 9% 8% 7% 9% 8% 6% 6% 5% 3% 3% 3% 2% 1% 1% 1% 1%
Ancoa500->AltoJahuel500	E01	33% 11% 7% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 15% 15% 17% 15% 12% 11% 15% 17% 18% 16% 19%
	E02	26% 7% 6% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 15% 15% 17% 15% 12% 11% 15% 17% 18% 16% 19%
	E03	29% 17% 15% 1% 0% 0% 1% 4% 5% 15% 15% 20% 19% 13% 9% 11% 10% 8% 13% 11%
Santalsabel220->Maule220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 2% 2% 5% 7% 11% 12%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 2% 2% 5% 7% 11% 12%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 2% 2% 5% 7% 11% 12%
Ancoa220->Santalsabel220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 5% 6% 9% 11% 13% 15% 18% 24% 26%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 4% 6% 9% 11% 13% 15% 18% 24% 26%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 5% 6% 8% 10% 11% 13% 15% 16%
Ancoa500Aux->Ancoa500	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 4% 4% 5% 4% 4% 8% 7%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 4% 4% 5% 4% 4% 8% 7%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 4% 4% 5% 4% 4% 8% 7%
EntreRios500->Ancoa500Aux	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 8% 7% 7% 7% 6% 5% 8%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 8% 7% 7% 7% 6% 5% 8%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 8% 11% 9% 7% 5% 7% 6% 5%
Charrua220->SantaClara220	E01	12% 8% 7% 7% 8% 10% 8% 24% 9% 9% 10% 8% 9% 12% 11% 12% 13% 12% 15% 15%
	E02	12% 7% 6% 6% 6% 7% 8% 7% 20% 11% 10% 12% 12% 15% 13% 13% 15% 17% 18% 21%
	E03	12% 9% 9% 10% 11% 14% 15% 13% 25% 8% 9% 8% 7% 8% 7% 6% 7% 7% 11% 13% 13%
SantaClara220->Mulchen220	E01	3% 3% 3% 3% 3% 4% 8% 6% 28% 10% 10% 7% 7% 12% 12% 13% 13% 15% 15% 15%
	E02	3% 3% 3% 3% 2% 3% 3% 6% 5% 22% 12% 10% 12% 13% 15% 16% 15% 17% 17% 22% 23%
	E03	3% 4% 5% 4% 7% 7% 11% 9% 30% 8% 8% 7% 5% 6% 5% 6% 5% 6% 5% 14% 13%
Diguenes500->Diguenes220	E01	
	E02	
	E03	
Mulchen220->Lalnvernada220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 2% 1% 3% 6% 9% 11% 13% 14% 15%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 2% 1% 3% 6% 9% 11% 13% 14% 15%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 5% 7% 9% 10% 12% 12%
Cautin220->Temuco220	E01	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 4% 5% 7% 11% 13% 16%
	E02	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 4% 5% 7% 11% 13% 16%
	E03	0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1% 3% 4% 5% 7% 11% 13% 16%
RioTolten220->Metrenco220	E01	42% 37% 34% 30% 23% 7% 6% 4% 4% 4% 4% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 1%
	E02	41% 37% 34% 29% 21% 7% 7% 5% 3% 15% 13% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 2%
	E03	41% 39% 36% 35% 26% 8% 8% 6% 4% 5% 4% 4% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%
Lastarria220->Ciruelos220	E01	48% 42% 39% 34% 27% 10% 9% 7% 6% 5% 5% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%
	E02	48% 42% 40% 33% 25% 9% 9% 7% 5% 18% 16% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%
	E03	47% 43% 42% 40% 31% 11% 10% 8% 5% 6% 5% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%

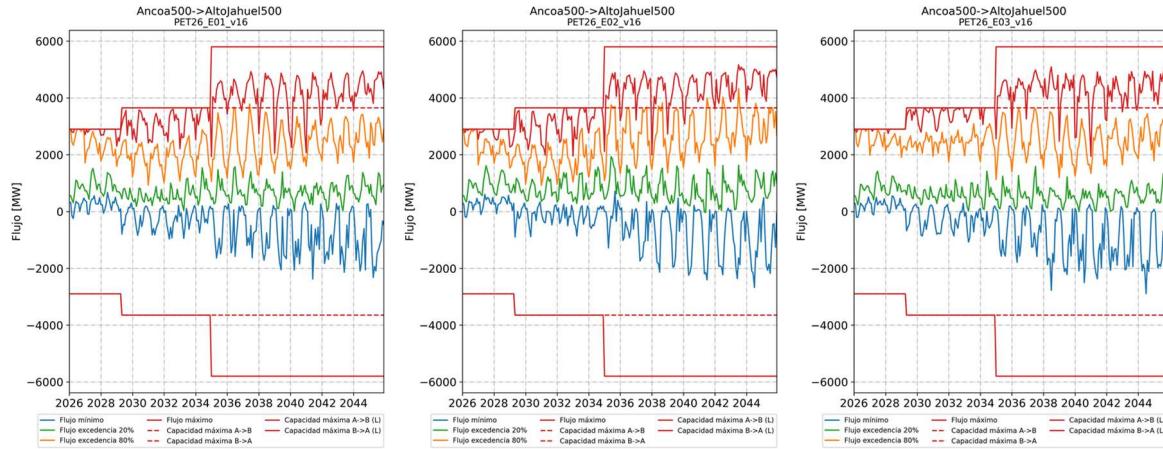


Figura 4-12. Uso esperado tramo 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

El tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, presenta congestiones en horario nocturno, las que superan el 11% en los tres escenarios analizados a partir del año 2035. Estas congestiones previstas se deben principalmente debido al desarrollo de generación eólica en la zona centro sur, predominando el crecimiento de estas tecnologías desde la Región del Biobío al sur.

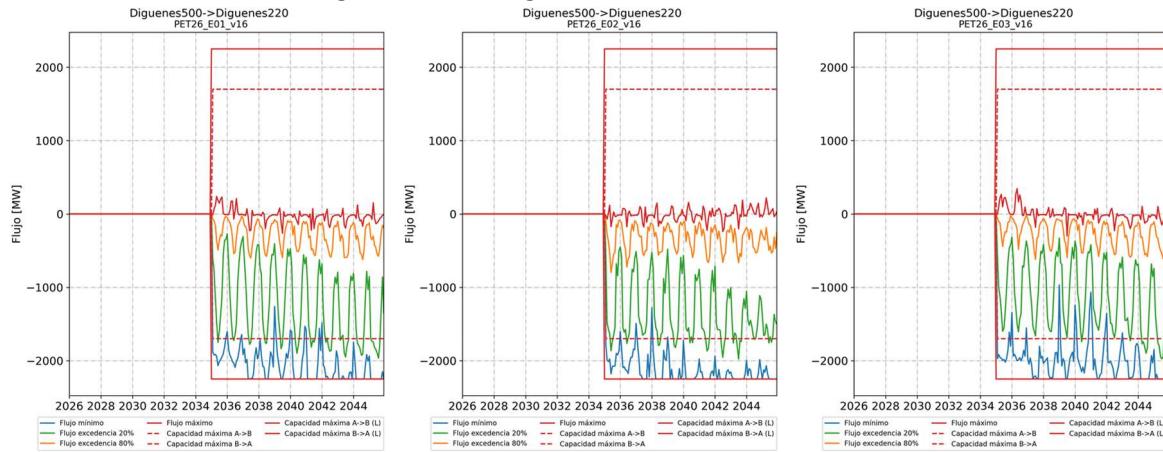


Figura 4-13. Uso esperado tramo S/E Digüeñes 500/220 kV 3x750 MVA.

La futura S/E Digüeñes, cuya entrada está proyectada para el año 2035, contará con un tramo de transformación 500/220 kV consistente en tres equipos de 750 MVA desde el inicio de su operación y para ese mismo año se proyecta la entrada en operación de la línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes. A pesar de la cantidad de transformadores, se pronostica que en horario nocturno habrá una probabilidad de congestión superior a 10%, para todos los escenarios, mientras que en horario diurno se tendría esta misma situación en el largo plazo. La puesta en servicio de la infraestructura mencionada anteriormente ocasiona congestiones en la actual línea 2x220 kV Santa Clara – Mulchén.

Por último, destaca la probabilidad de posibles congestiones en los tramos 2x220 kV Rapel – Alto Melipilla en horario nocturno en los escenarios 1 y 2, debido al desarrollo de generación renovable en la costa de la Región de O'Higgins.

A continuación, se presenta la capacidad instalada proyectada en la zona comprendida entre las subestaciones Ciruelos y Ancud.



Figura 4-14. Capacidad instalada acumulada entre las SS/EE Ciruelos y Ancud.

En la zona más al sur del SEN, entre las SS/EE Ciruelos y Ancud, el desarrollo se compone predominantemente de centrales eólicas, además de almacenamiento del orden de 600 a 1200 MW dependiendo el escenario, tal como se muestra en la Figura 4-14. Lo anterior, responde al incremento esperado en la demanda de la zona, principalmente los usos finales para calefacción.

A continuación, se presentan las probabilidades de tiempo de congestión esperada para distintos tramos de la zona en análisis.

Tabla 4-9. Congestiones esperadas entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario diurno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Pichirropulli220A->Pichirahue220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	3%	1%	2%	
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	15%	16%	17%	16%	37%	43%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	1%
Rahue220->Rahue220A	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	3%	1%	2%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	15%	17%	17%	16%	38%	43%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	1%	1%	1%
Rahue220->FrutillarNorte220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	6%	9%	10%	11%	9%	9%	8%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	26%	24%	26%	27%	30%	52%	59%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%	8%	7%	5%	8%	11%	
Tineo220->Aurora220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	10%	12%	12%	13%	13%	7%	8%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	8%	8%	10%	10%	11%	9%	10%
Tineo220->Tineo220A	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	13%	14%	15%	12%	16%	15%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	5%	20%	
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	6%	9%	8%	7%	14%	16%	

La Tabla 4-9 y la Tabla 4-10 muestran las probabilidades de congestión en las líneas de la zona entre las S/E Ciruelos y Ancud durante el día y noche respectivamente.

La línea 1x220 Nueva Pichirropulli – Tap Pichirrahue se prevé que se congestione solo en el escenario 2 desde el año 2037, tanto en horario diurno como nocturno. El circuito paralelo 1x220 Nueva Pichirropulli – Rahue, presentaría esta misma situación, pero desde el año 2044. Por otra parte, si se evalúa el límite conjunto definido para ambos circuitos hacia el norte de la S/E Rahue, se proyecta congestión para el escenario 2 desde el año 2035, ya que, en dicho escenario se prospecta la entrada en operación de 1 GW eólico en la zona, que luego se profundiza el año 2044 con 1,7 GW adicionales a lo anterior.

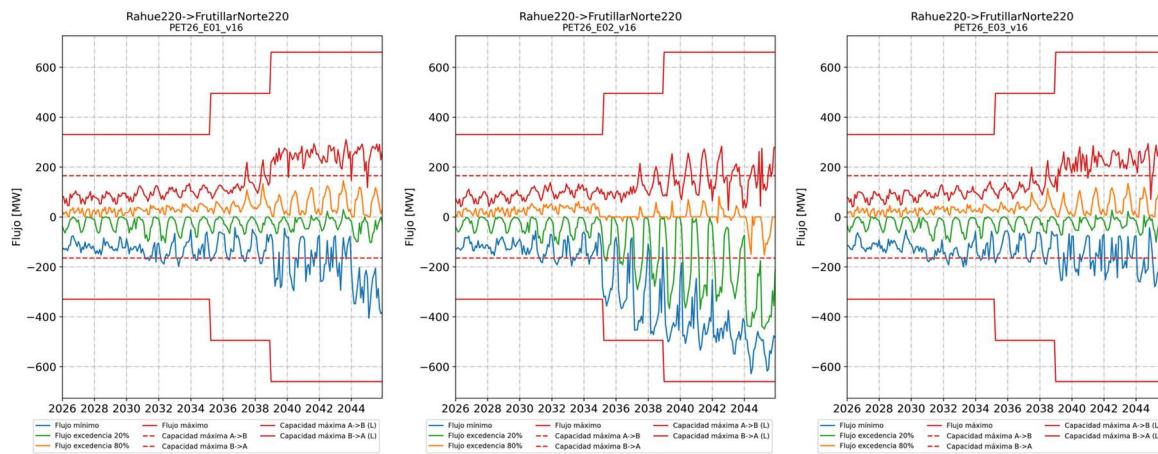


Figura 4-15. Uso esperado tramo 2x220 kV Rahue – Frutillar Norte.

Al sur de la S/E Rahue, la línea 2x220 kV Rahue – Frutillar Norte presentaría congestiones relevantes solo en el escenario 2, a partir de 2035. Esto es consistente con el incremento de la demanda en usos finales para calefacción en la zona.

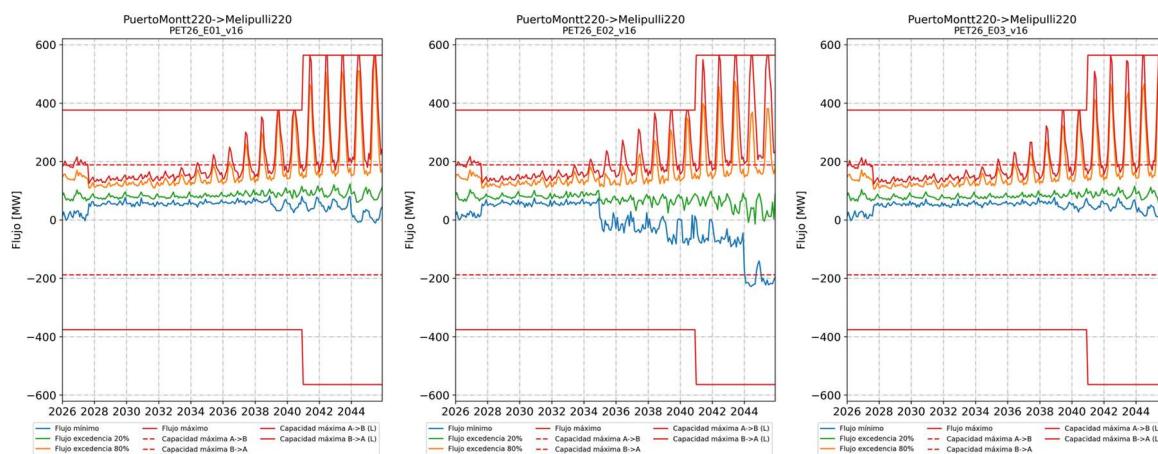


Figura 4-16. Uso esperado tramo 2x220 kV Rahue – Frutillar Norte.

Se destaca también que la línea 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli, en horario nocturno, presenta posibles congestiones entre un 11% y un 30% a los años 2037 y 2045 respectivamente, las cuales se deben al aumento proyectado de la demanda de usos finales para calefacción. Dicho consumo, se concentra en las últimas 8 horas del día, por consiguiente, estas congestiones se ven acentuadas en horario nocturno.

Tabla 4-10. Congestiones esperadas entre las SS/EE Ciruelos y Ancud en horario nocturno.

Tramo	Esc.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Pichirropulli220A->Pichirrahue220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	4%	3%	3%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	14%	11%	13%	16%	17%	18%	17%	37%	42%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	4%
Rahue220->Rahue220A	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	14%	11%	14%	17%	18%	18%	17%	37%	43%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	14%	11%	14%	17%	18%	18%	17%	37%	43%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	4%
Rahue220->FrutillarNorte220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	5%	3%	4%	5%	10%	8%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	10%	24%	21%	24%	26%	27%	28%	29%	52%	58%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	1%	1%	1%	2%	5%	7%	
PuertoMontt220->Melipulli220	E01	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%	15%	17%	26%	29%	30%	31%	31%	30%	32%
	E02	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	6%	11%	15%	19%	22%	23%	25%	29%	28%	29%
	E03	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	4%	13%	16%	22%	26%	28%	30%	29%	29%	30%

4.1.3 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

En este análisis se presenta los costos marginales esperados en tres escenarios de desarrollo del SEN, considerando para cada uno treinta simulaciones que reflejan la variabilidad de la energía renovable variable. El objetivo es evaluar el estado proyectado del mercado eléctrico común observado en el desacople de los costos marginales entre barras del SEN. Cabe señalar que los costos marginales aquí analizados, son resultados promedio derivados de simulaciones que buscan capturar las distintas condiciones de operación proyectadas.

Para presentar los resultados, se selecciona un conjunto representativo de barras relevantes del SEN y se presenta años referenciales. Los gráficos se centran en las diferencias de costos marginales entre barras en un mismo año y en su evolución temporal. Con el fin de mostrar mejor el impacto de la energía solar, los gráficos han sido separados para horarios diurnos y nocturnos.

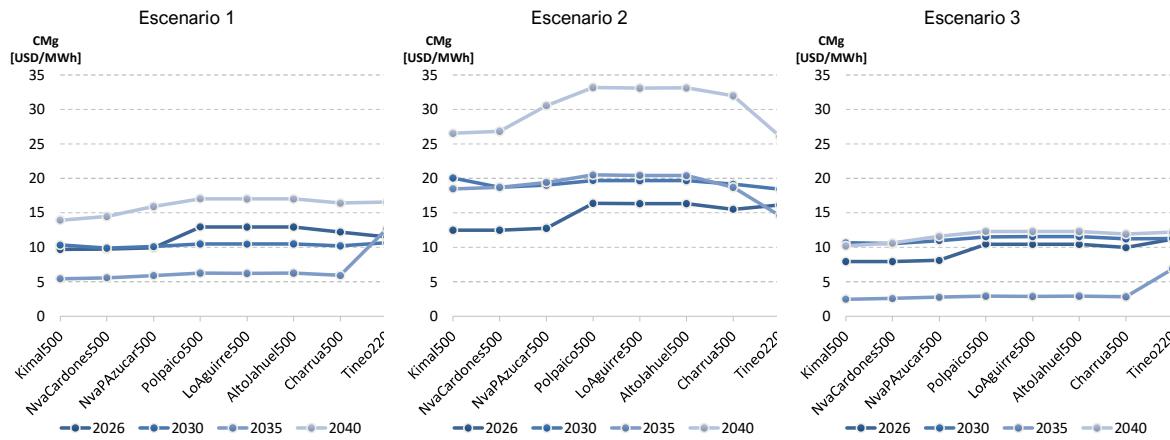


Figura 4-17. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas.

En el horario diurno, se observa una brecha entre el costo marginal de la zona norte con el resto del SEN. Esta brecha se elimina con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, con apoyo de los sistemas de almacenamiento ubicados en el norte del país. En el mediano plazo, el costo marginal promedio anual se mantiene acoplado y estable por debajo de los 15 USD/MWh. Luego, en el largo plazo, se observa que solo para el escenario de demanda alta se observa alza en el costo marginal promedio debido a la desadaptación de la demanda y capacidad de generación prevista.

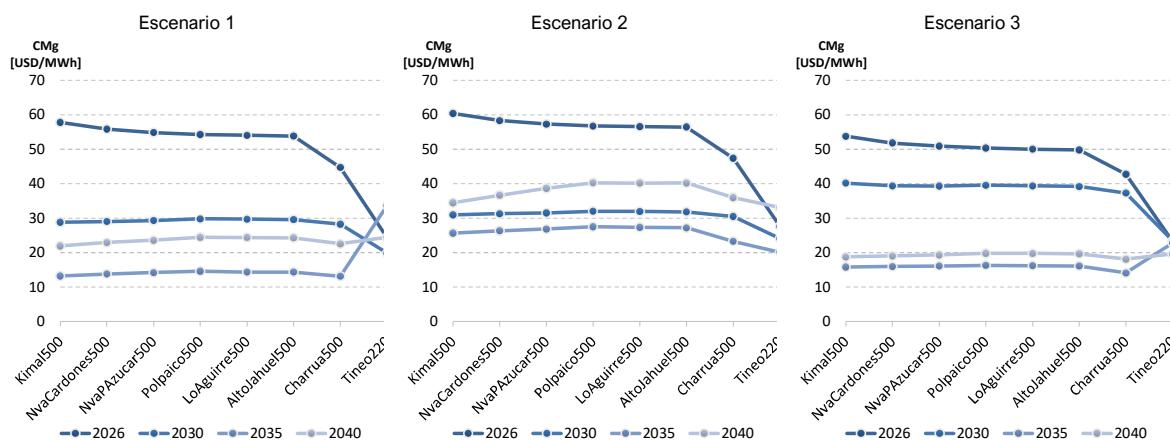


Figura 4-18. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas.

En cuanto al horario nocturno, a diferencia de lo que se observa en el horario diurno y con excepción del extremo sur, no se observa un desacople entre los costos marginales en el sistema debido a que en este horario no se observan las congestiones en el corredor de 500 kV entre la zona norte y centro del SEN. Se observa que el costo marginal promedio anual se reduce en el mediano y largo plazo, pero sin una relación entre nivel de demanda y año del horizonte. en el año 2025, se observa



posibles perfiles estables para el de costo marginal medio anual entre los 10 USD/MWh y 40 USD/MWh en los tres escenarios evaluados.

4.2 DIAGNÓSTICO ZONAL ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 185.148 km². De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es de 1.249.791 habitantes, lo que corresponde al 6,8% de la población total del país.

El sistema se ubica en el extremo norte del país y cubre una extensión de unos 980 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.

Tabla 4-11. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Arica – Diego de Almagro.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	33
Transformadores AT/AT	14
Tramos de Líneas de Transmisión	46 (763 kilómetros)

4.2.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal para el período 2025–2033. De acuerdo con la metodología descrita en la sección 3.2, se exponen los resultados de máximo uso correspondientes a la ventana de análisis (2025–2033) para transformadores AT/MT, transformadores AT/AT y líneas de transmisión.

Cabe señalar que este análisis no considera la inyección proveniente de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el Anexo III se entrega un detalle adicional del diagnóstico zonal, incluyendo los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se presentan las bases de datos y el detalle completo de los resultados.

4.2.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, para el año 2033 la zona presentaría nueve transformadores con un nivel de cargabilidad superior a su capacidad nominal, mientras que seis transformadores registrarían una cargabilidad entre el 85% y el 100%. El resto de los transformadores AT/MT presentan niveles de cargabilidad inferiores al 85% de su capacidad nominal.

La Figura 4-19 muestra la evolución del estado de los transformadores entre los años 2025 y 2033 (considerando el año 2025 en el interior), donde los estados corresponden a rangos de cargabilidad definidos según la siguiente descripción:

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

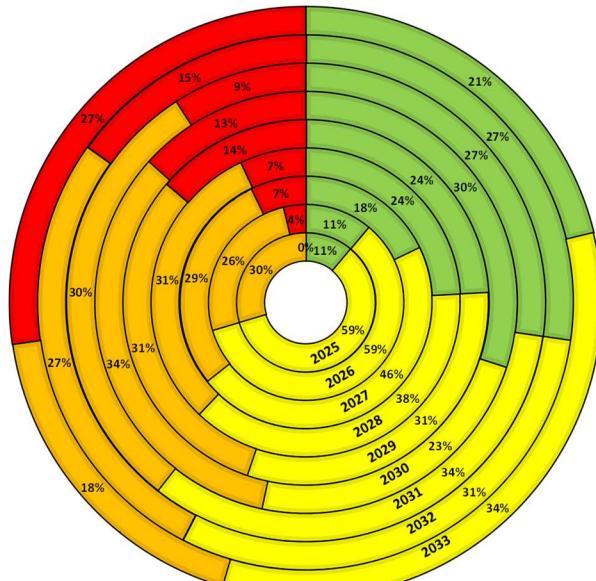


Figura 4-19. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

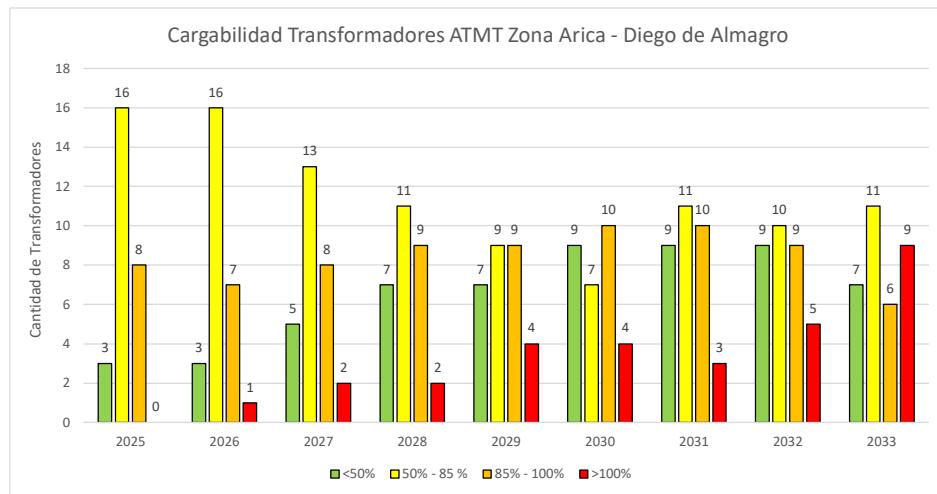


Figura 4-20. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

El análisis de la Figura 4-19 y de la Figura 4-20 permite observar que:

- Al año 2025, aproximadamente el 30% de los transformadores, bajo condiciones de demanda máxima, presenta episodios de cargabilidad superiores al 85% de su capacidad nominal, mientras que el 70% restante no supera dicho nivel.
- No obstante, como resultado del aumento de la demanda y de los traspasos de carga registrados en los años posteriores a 2024, se proyecta que al término del período analizado (año 2033), cerca del 45% de los transformadores de la zona de estudio presentaría una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal.
- Es importante señalar que, para el análisis realizado, no se consideraron aquellas obras de transmisión que han sido declaradas desiertas en dos o más procesos de licitación, lo que explica que al final del período de análisis se observe una gran cantidad de instalaciones con sobrecarga. Por otra parte, durante el mismo período se incorporaron las obras ya decretadas, lo que explica la disminución de las instalaciones sobrecargadas en ciertos intervalos de tiempo.

4.2.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realizó el diagnóstico de un total de 14 transformadores AT/AT y 46 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones proyectadas para la zona. Estas fueron evaluadas bajo los escenarios de verano día e invierno noche.

La Figura 4-21 y Figura 4-22 muestran la evolución del estado de las líneas de transmisión y de los transformadores AT/AT, respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica identificada en los escenarios analizados.

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

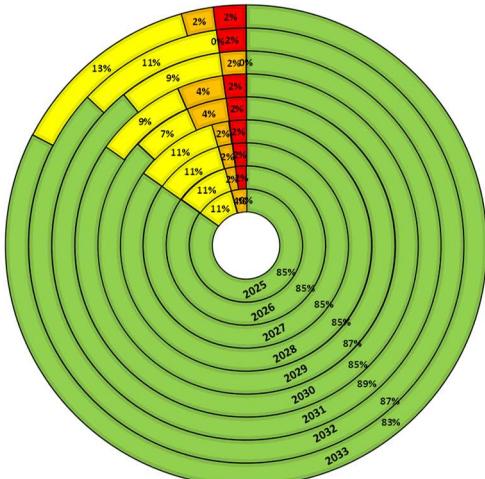


Figura 4-21. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día.

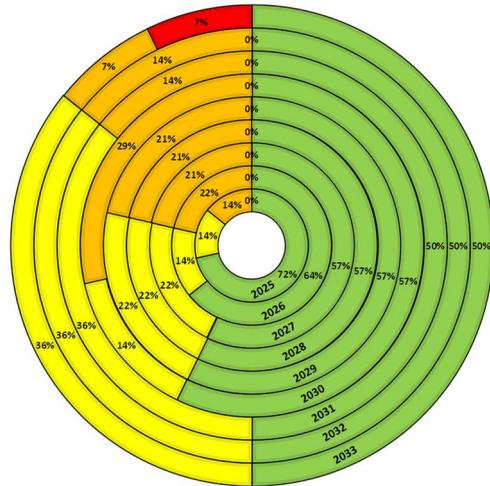


Figura 4-22. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario invierno día.

De los resultados obtenidos, se observa que aproximadamente un 4% del total de circuitos de tramos de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles de alta cargabilidad, específicamente dos líneas de transmisión con cargabilidad superior al 85% de su capacidad al término del período evaluado. Estas corresponden a las líneas 1x66 kV Parinacota–Quiani C1 y Parinacota–Pukará C1.

En cuanto a los transformadores AT/AT, se aprecia que, hacia el final del período analizado, un 14% de las unidades presentaría una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En particular, esta condición se identifica en los equipos Parinacota 220/69/13,8 kV 96 MVA N1 y T3D S/E Pozo Almonte HT1. Esta situación se explica principalmente por el incremento proyectado de la demanda en la zona norte del país, impulsado por el aumento de la población en la región de Arica y Parinacota, según los antecedentes del último Censo y, en consecuencia, por el aumento vegetativo de la demanda eléctrica, que refleja una mayor concentración de población y actividad urbana en las áreas de influencia de estas instalaciones.

4.3 DIAGNÓSTICO ZONAL DIEGO DE ALMAGRO - QUILOTA

4.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km². De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es de 1.132.053 habitantes, lo que corresponde al 6,1% de la población total del país.

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

Tabla 4-12. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Diego de Almagro – Quillota.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	69
Transformadores AT/AT	21
Tramos de Líneas de Transmisión	90 (2159 kilómetros)

4.3.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal para el período 2025–2033. De acuerdo con la metodología descrita en la sección 3.2, se exponen los resultados de máximo uso correspondientes a la ventana de análisis (2025–2033) para transformadores AT/MT, transformadores AT/AT y líneas de transmisión.

Cabe señalar que este análisis no considera la inyección proveniente de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el Anexo III se entrega un detalle adicional del diagnóstico zonal, incluyendo los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se presentan las bases de datos y el detalle completo de los resultados.

4.3.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el período correspondiente al año 2025 presenta siete transformadores con un nivel de cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal, mientras que el resto de los transformadores AT/MT se mantiene por debajo de dicho umbral.

La Figura 4-23 muestra la evolución del estado de los transformadores desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), donde los estados corresponden a:

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

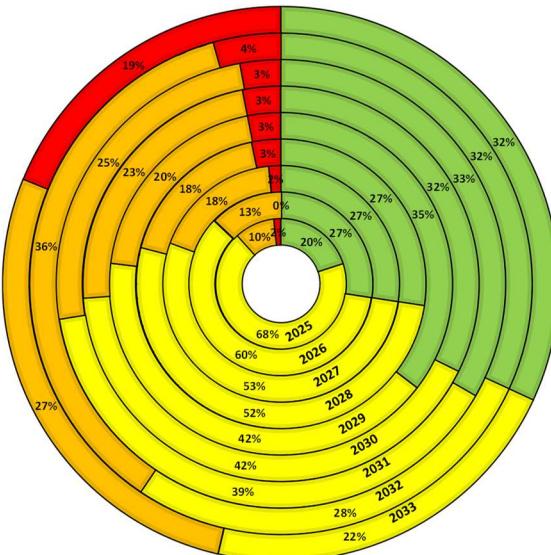


Figura 4-23. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

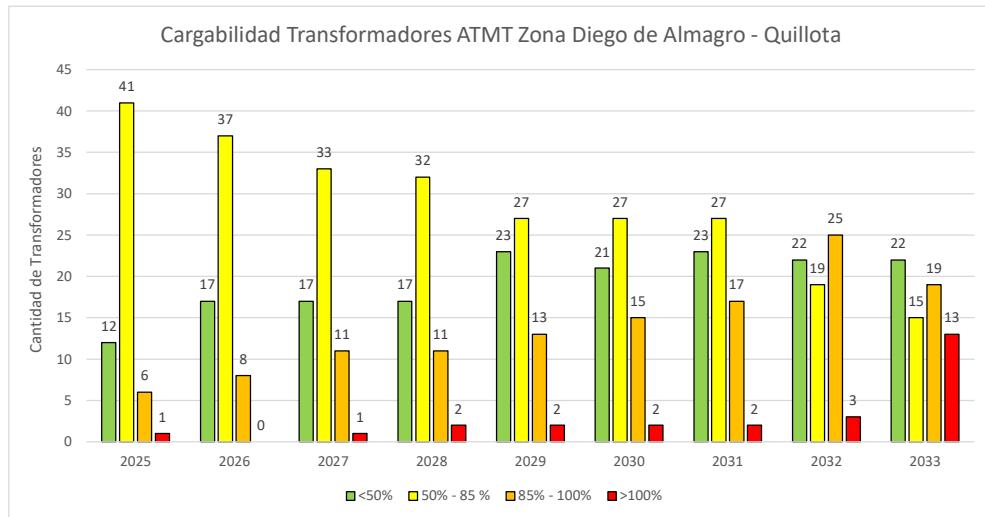


Figura 4-24. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

El análisis de la Figura 4-23 y Figura 4-24 permite observar que:

- Al año 2025, se observa que aproximadamente el 12% de los transformadores, bajo condiciones de demanda máxima, presenta episodios de cargabilidad superiores al 85% de su capacidad nominal.

- Asimismo, hacia el final del período analizado, un 28% de los transformadores presenta niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, mientras que un 19% alcanza valores superiores al 100% de su capacidad nominal.
- Es importante señalar que, para el análisis realizado, no se consideraron aquellas obras de transmisión que han sido declaradas desiertas en dos o más procesos de licitación, lo que explica que al final del período de análisis se observe una gran cantidad de instalaciones con sobrecarga.
- Los transformadores que presentan una cargabilidad superior al 100% al cierre del período evaluado corresponden a los equipos: T2D S/E Armazones BT1, T2D S/E Copiapó HT4, T2D S/E Hernán Fuentes HT1, T2D S/E Quereo HT1, T2D S/E Salamanca HT1, T2D S/E Guayacán BT2, T2D S/E Las Compañías HT1, T2D S/E San Joaquín (CGE) HT2, Ovalle 66/24 kV 30 MVA 1, T2D S/E Ovalle BT2, T2D S/E Punitaqui BT1, T2D S/E Cabildo HT1 y T2D S/E Casas Viejas HT1.

4.3.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realizó el diagnóstico de un total de 21 transformadores AT/AT y 90 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones proyectadas para la zona. Estas fueron evaluadas bajo los escenarios de verano día e invierno noche.

La Figura 4-25 y la Figura 4-26 muestran la evolución del estado de las líneas de transmisión y de los transformadores AT/AT, respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el año 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

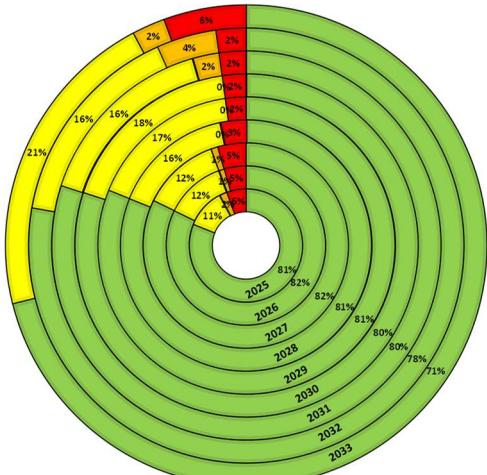


Figura 4-25. Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día.

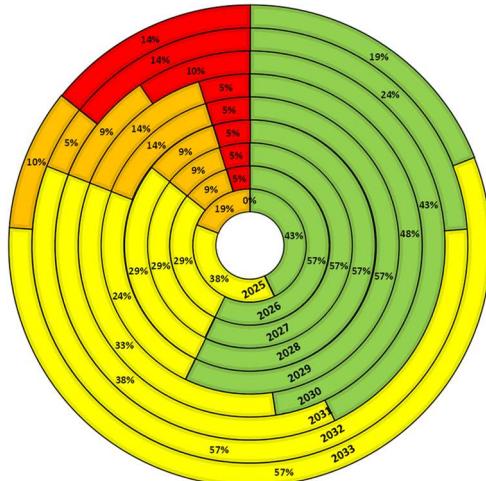


Figura 4-26. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario invierno día.

De los resultados obtenidos, se observa que aproximadamente un 8% del total de los circuitos de tramos de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles elevados de cargabilidad. En particular, dos circuitos de tramos de líneas de transmisión registran una cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal, mientras que cinco superan el 100% de su capacidad al término del período analizado.

En cuanto a los transformadores AT/AT, se aprecia que, hacia el final del período evaluado, un 24% de los equipos presenta niveles de cargabilidad superiores al 85% de su capacidad. En detalle, dos transformadores presentan una cargabilidad entre el 85% y el 100%, mientras que tres transformadores superan el 100% de su capacidad nominal al cierre del período analizado. Lo anterior se explica por la proyección de aumento de la demanda de clientes regulados en la zona, así como por la consideración de grandes proyectos de consumo, tales como iniciativas mineras y proyectos de desalación, que se proyecta se desarrolle entre las zonas de Diego de Almagro y Quillota.

4.4 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN VALPARAÍSO

4.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km². De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es de 1.896.053 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 150 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en la región de Valparaíso.

En la Tabla 4-13 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 4-13. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Zona Región Valparaíso.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	85
Transformadores AT/AT	13
Tramos de Líneas de Transmisión	167 (1186 km)

4.4.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2025 - 2033, en línea con la metodología expuesta en la sección 3.2 se muestran los resultados de máximo uso para la ventana de análisis (2025-2033) para transformadores AT/MT, transformadores AT/AT y líneas de transmisión.

Es importante señalar que este análisis no incorpora la inyección de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

Por otro lado, se desarrolla un análisis asociado a fallas en elementos del sistema con el fin de evaluar el impacto en la cargabilidad de las líneas de transmisión ante estas mismas.

En el Anexo III se presenta un mayor detalle respecto al diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

4.4.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, en el periodo de análisis se muestran solo un transformador que sobrepasaría su capacidad nominal. En este periodo se identifica solo uno de transformadores con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%. La Figura 4-27 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior) y la Figura 4-28 presenta la cantidad de elementos con cargabilidad, donde los estados corresponden a:

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

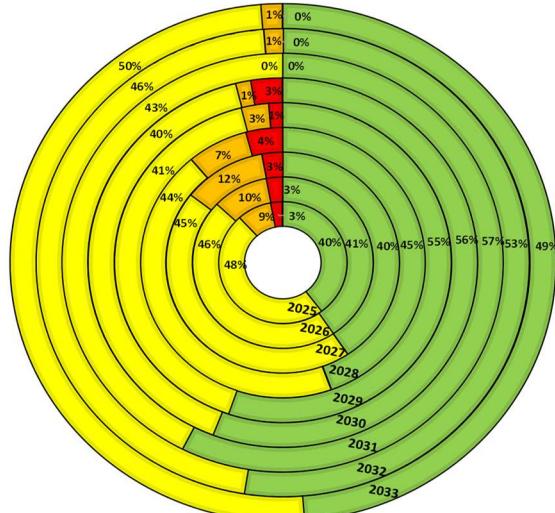


Figura 4-27. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.

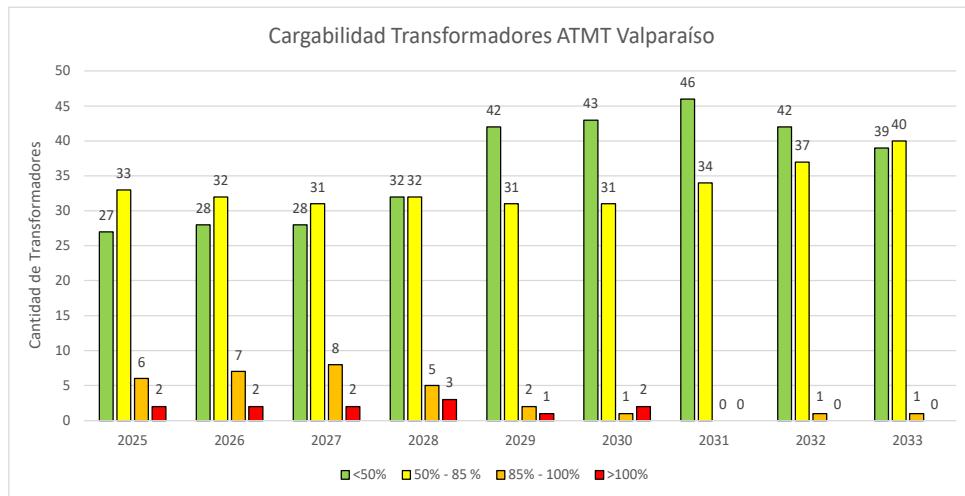


Figura 4-28. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.

El análisis de la Figura 4-27 y Figura 4-28 permite observar que:

- Al año 2033 se aprecia un transformador que se encuentra en el rango de 85% y 100%:
 - Bollenar 110/13.8 kV 30 MVA N1 (95%).
- Al año 2033 no se aprecia ningún transformador en el rango superior al 100%.

Se observa que las congestiones superiores al 100% proyectadas entre los años 2028 -2031 se mitigan con la incorporación de nuevas obras al sistema. Esto es debido al traspaso de carga que

conlleva la entrada o reemplazo de transformadores por unos de mayor capacidad, así como también la entrada de nuevas SS/EE y traspaso de cargas hacia transformadores adyacentes. Entre las nuevas obras se puede destacar la nueva S/E Montemar (2031) que apoya con las cargas de la S/E Reñaca, el nuevo transformador de QUILPUE 110/12 kV 50 MVA que viene a reemplazar al ya existente de 25 MVA (2028).

4.4.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 13 transformadores AT/AT y 167 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de verano día e invierno día. La Figura 4-29 y Figura 4-30 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

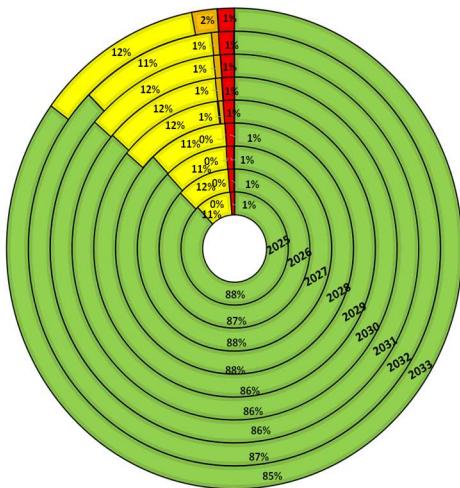


Figura 4-29. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.

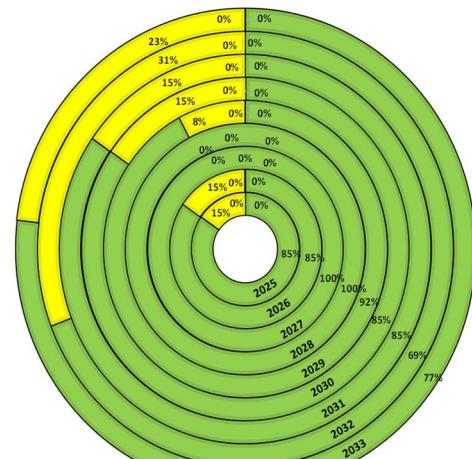


Figura 4-30. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.

Los resultados obtenidos muestran que los circuitos de tramos de líneas de 110 kV y 44 kV al año 2033, presentarían las cargabilidades indicadas a continuación:

- Laguna Verde - Tap Quintay 66 kV C2 (87%)
- Tap Quintay - Algarrobo Norte 66 kV C2 (87%)
- Tap San Sebastian-San Sebastian Tramo 1 (91%)

- Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV (125 %)
- Ventanas – Puchuncaví 110kV (125%)

Por otro lado, se debe señalar que en el parque de transformadores AT/AT los resultados muestran que ningún transformador superaría el 85% de su capacidad en el escenario más crítico al año 2033.

4.4.2.3 Diagnóstico Contingencia N-1 Región Valparaíso

Se realiza un análisis de contingencia N-1, considerando fallas en elementos del sistema en la Región de Valparaíso. Estas fallas son descritas en Tabla 4-14.

Tabla 4-14. Descripción de fallas analizadas en Región de Valparaíso.

Nº	Nombre de la Falla
F1	Falla en Cto. 1 línea 110kV Agua Santa - Miraflores, traspaso carga al Cto. 2 110kV Agua Santa - Miraflores.
F2	Falla en Línea Quillota - San Pedro 110kV.
F3	Desconexión de transformador Ventanas 220/110kV.

Los resultados de los elementos más críticos al realizar las fallas se encuentran en Tabla 4-15 (Año 2025) y en la Tabla 4-16 (Año 2033).

Tabla 4-15. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Primavera - Verano Día 2025.

Nombre Elemento 2025	F1	F2	F3
Agua Santa - E11(Miraflores) 110 kV C1	0%	104%	90%
Agua Santa - E11(Miraflores 110) kV C2	141%	104%	90%
Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV Tr1	116%	127%	119%
Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV Tr2	116%	127%	119%

Tabla 4-16. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región de Valparaíso Escenario Primavera - Verano Día 2033.

Nombre Elemento 2033	F1	F2	F3
Agua Santa - E11(Miraflores) 110 kV C1	0%	104%	93%
Agua Santa - E11(Miraflores 110) kV C2	144%	104%	93%
Laguna Verde - Tap Quintay 66 kV C2	87%	87%	87%
Tap Quintay - Algarrobo Norte 66 kV C2	87%	88%	87%
Tap San Sebastian-San Sebastian Tramo 1	91%	91%	91%
Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV Tr1	126%	136%	128%
Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV Tr2	126%	136%	128%

4.5 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN METROPOLITANA

4.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La Región Metropolitana abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km², con una población total aproximada de 7.400.741 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país según el último Censo realizado durante el año 2024.

El sistema eléctrico se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 85 km lineales, los que abastecen principalmente a clientes Regulados del Gran Santiago, abastecidos a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Cerro Navia 220/110 kV, Chena 220/110 kV, Buin 220/110 kV, Los Almendros 220/110 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y Baja Cordillera 220/110 kV.

En la Tabla 4-17 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 4-17. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	201
Transformadores AT/AT	12
Tramos de Líneas de Transmisión	250 (742 km aproximados)

4.5.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2025 - 2033, en línea con la metodología expuesta en la sección 3.2, se muestran los resultados de máximo uso para la ventana de análisis de los transformadores AT/MT, transformadores AT/AT y líneas de transmisión. Se consideran en este análisis tanto supuestos asociados a electromovilidad como a la conexión de Datacenter al sistema.

Es importante señalar que este análisis no incorpora la inyección de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

Por otro lado, la Región Metropolitana consta de tres sensibilidades en el diagnóstico del uso esperado del sistema descritas a continuación:

- Central Nueva Renca Fuera de servicio (sin inyección de potencia).
- Incorporación de Datacenter y Electromovilidad.
- Contingencia ante salida de líneas del anillo de 110 kV de la región Metropolitana.

En el Anexo III se presenta el detalle del diagnóstico zonal y sus sensibilidades, describiendo los antecedentes empleados y los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

4.5.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico efectuado, al cierre del período de análisis (año 2033) se identifican cuatro transformadores que superan su capacidad nominal. Asimismo, siete transformadores presentan niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, lo que evidencia una condición de operación cercana a su límite. La Figura 4-31 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores entre los años 2025 y 2033 (considerando año 2025 al interior), mientras que la Figura 4-32 presenta la cantidad de elementos y su cargabilidad, estos estados corresponden a:

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

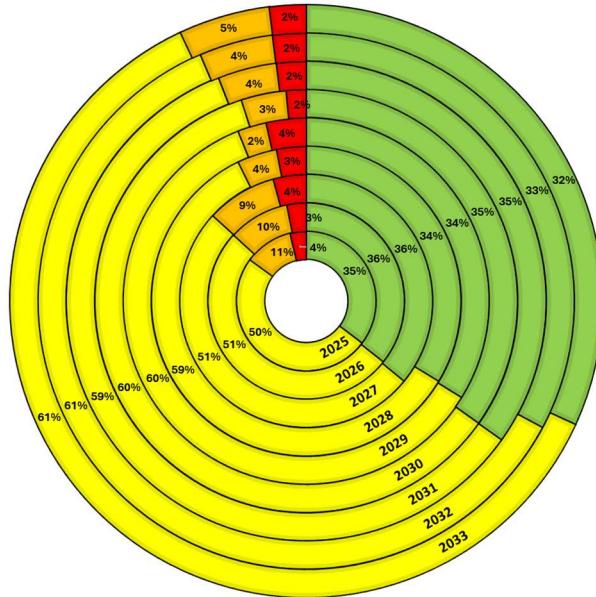


Figura 4-31. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

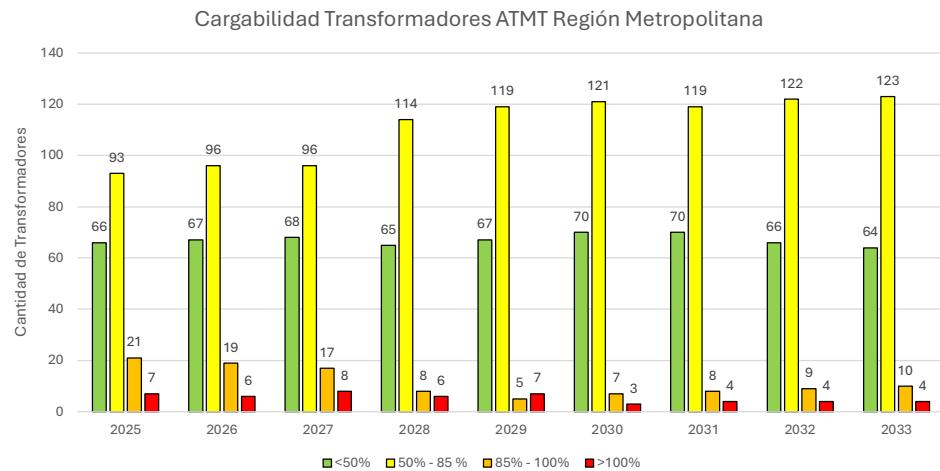


Figura 4-32. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

El análisis de la Figura 4-31 y Figura 4-32 permite observar que:

- Al año 2033, diez transformadores se encontrarían con una cargabilidad entre 85% y 100%:
 - T2D S/E CENTRAL FLORIDA 2 A5 (92%)
 - T2D S/E LA PINTANA AT1 (88%)
 - T2D S/E LA PINTANA AT2 (95%)
 - T2D S/E LA REINA AT2 (91%)
 - T2D S/E LA REINA AT3 (92%)
 - T2D S/E LA REINA AT4 (93%)
 - T2D S/E LAS ACACIAS AT1 (85%)
 - T2D S/E LO BOZA AT2 (94%)
 - T2D S/E LO BOZA AT3 (97%)
 - T2D S/E SAN JOAQUIN AT1 (94%)
- Al año 2033, cuatro transformadores presentarían una cargabilidad superior al 100% de su capacidad nominal:
 - T2D S/E LO BOZA AT1 (114%)
 - T2D S/E LO BOZA AT4 (115%)
 - T2D S/E OCHAGAVIA AT2 (119%)
 - T2D S/E SAN JOAQUIN AT3 (107%)

4.5.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 12 transformadores AT/AT y 250 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de Primavera - Verano día y Otoño – Invierno día. La Figura 4-33 y Figura 4-34 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

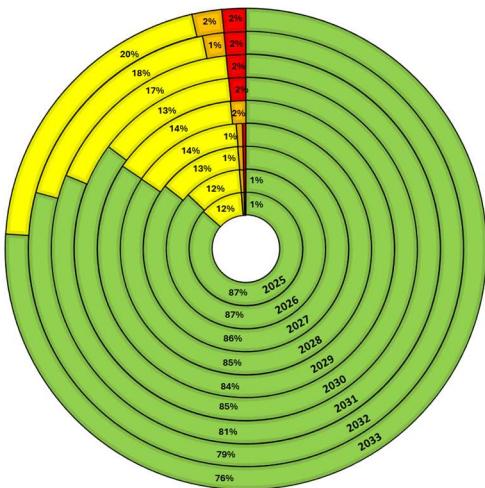


Figura 4-33. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.

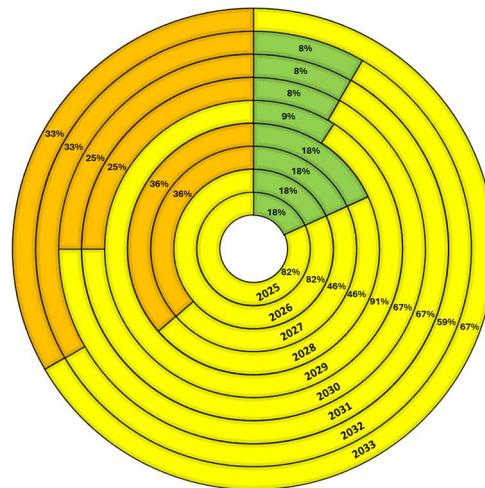


Figura 4-34. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día.

Los resultados obtenidos muestran que se podrían presentar las siguientes cargabilidades en nueve circuitos de tramos de líneas de 110 kV al año 2033:

- San Bernardo - Malloco 110 kV (116%)
- Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (87%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (89%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (91%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (112%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (119%)
- Tap Libertadores - Punta Verde 110 kV C1 (120%)
- Tap Libertadores - Punta Verde 110 kV C2 (95%)
- Tap San Pablo - Enea 110 kV (86%)

Por otro lado, en el parque de transformadores AT/AT, los resultados indican que cuatro unidades superarían el 85% de su capacidad nominal en el escenario más exigente (Otoño - Invierno día) proyectado para el año 2033. A continuación, se presenta el listado de transformadores que alcanzan dicha condición:

- ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2 (98%)
- ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5 (92%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1 (97%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2 (97%)

El análisis evidencia que la incorporación de un tercer transformador en la S/E Cerro Navia (año 2029) genera una reducción en la cargabilidad del resto de los transformadores de la subestación, efecto que se mantiene de forma consistente a lo largo del horizonte evaluado. De manera análoga, la puesta en servicio de la S/E Lo Campino (año 2030), junto con su correspondiente transformador AT/AT, produce una disminución en la cargabilidad de los transformadores de la zona, particularmente en los flujos asociados a las SS/EE Chena y Cerro Navia.

No obstante, esta nueva configuración no resulta suficiente para eliminar las restricciones en todos los escenarios, ya que, en la condición Primavera - Verano día, donde el despacho de las centrales del entorno es menor, se observa una cargabilidad del orden del 92 % en el transformador de la S/E Lo Campino.

4.5.3 SENSIBILIDADES REGIÓN METROPOLITANA

A continuación, se presenta los resultados obtenidos de los escenarios en los que se llevaron a cabo diferentes sensibilidades, permitiendo evaluar el impacto de las variables seleccionadas bajo diversas condiciones y supuestos.

4.5.3.1 Central Nueva Renca - Sin Aporte

Se presentan los resultados del impacto de la salida de la Central Nueva Renca en las redes de transmisión y en los transformadores AT/AT de la Región Metropolitana.

Se realiza el diagnóstico de un total de 12 transformadores AT/AT y 250 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de primavera - verano día e otoño – invierno día. La Figura 4-35 y Figura 4-36 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

- **Verde:** menor a 50%
- **Amarillo:** entre 50% y 85%

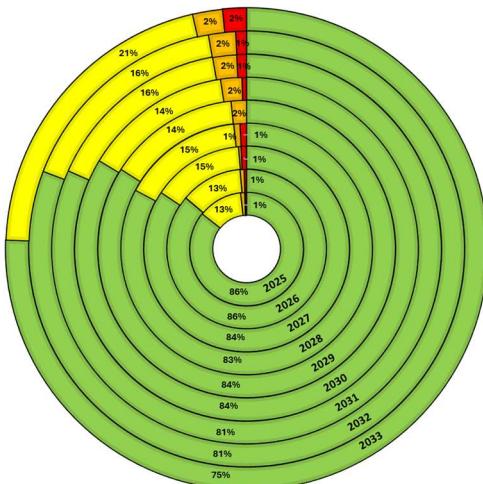


Figura 4-35. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día sin Renca).

- **Naranjo:** entre 85% y 100%
- **Rojo:** mayor a 100%

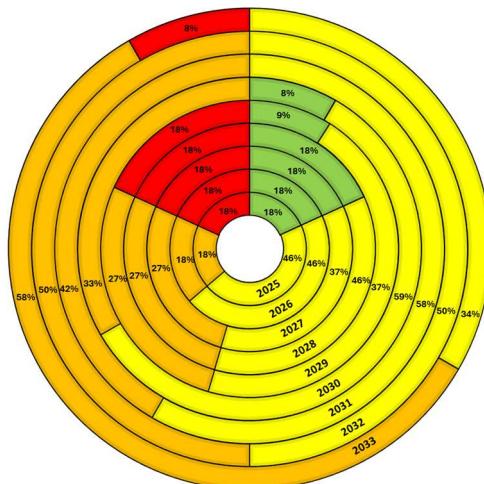


Figura 4-36. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día sin Renca).

Los resultados obtenidos muestran que se podrían presentar las siguientes cargabilidades en nueve circuitos de tramos de líneas de 110 kV al año 2033:

- San Bernardo - Malloco 110 kV (116%)
- Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (94%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (96%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (98%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (101%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (107%)
- Tap Libertadores - Punta Verde 110 kV C1 (120%)
- Tap San Pablo - Enea 110 kV (86%)
- Tap Sta Raquel - Sta Rosa 110kV L1 (86%)

Por otro lado, cabe señalar que los transformadores AT/AT, por la salida de la central Renca presentan niveles de cargabilidad superiores a los observados en el escenario base proyectado para el año 2033, debido al incremento en los flujos de potencia que deben suplir ante la ausencia de generación en dicha central. A continuación, se presenta el listado de transformadores que superan el 85% al año 2033:

- ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390 MVA N2 (101%)

- ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400 MVA N2 (91%)
- ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400 MVA N3 (91%)
- ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400 MVA N5 (89%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400 MVA N1 (96%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400 MVA N2 (96%)
- ATR LO CAMPINO 220/110 kV 400 MVA (100%)
- TR BUIN 220/110/13.8kV 400 MVA N1 (86%)

4.5.3.2 Incorporación de Datacenter con aporte de Central Nueva Renca

Se presentan los resultados del impacto de la conexión de Datacenter en las redes de transmisión y en los transformadores AT/AT de la Región Metropolitana.

Se realiza el diagnóstico de un total de 12 transformadores AT/AT y 250 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo estas evaluadas en escenarios de primavera - verano día e otoño – invierno día. La Figura 4-37 y Figura 4-38 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

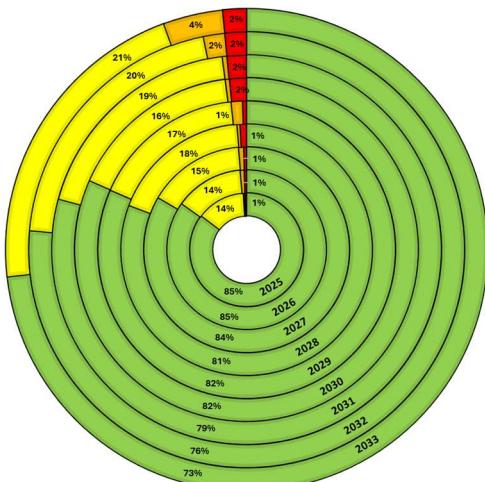


Figura 4-37. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.

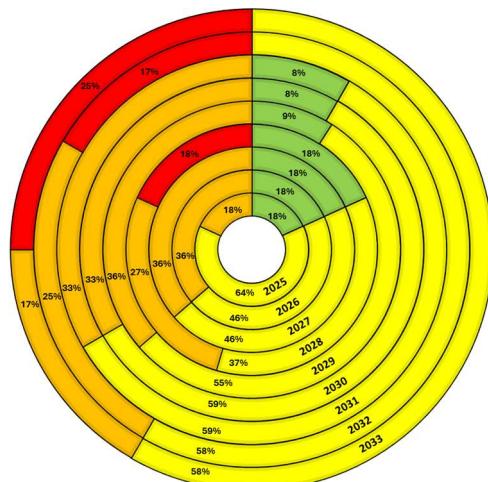


Figura 4-38. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Otoño – Invierno día.

Los resultados obtenidos muestran que se podrían presentar las siguientes cargabilidades en catorce circuitos de tramos de líneas de 110 kV al año 2033:

- Acacias - Sn Bernardo 110 kV L1 (86%)
- Alto Jahuel - Tap Buin 110 kV L2 (86%)
- San Bernardo - Malloco 110 kV (117%)
- Las Vegas - Punta Peuco 110 kV C1 (92%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (87%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (89%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (111%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (118%)
- Tap Libertadores - Punta Verde C1 (118%)
- Tap Libertadores - Punta Verde C2 (94%)
- Tap San Pablo - Enea 110 kV (87%)
- Tap Sta Marta - Tap Bicentenario L1 (86%)
- Tap Sta Raquel - Sta Rosa 110 kV L1 (89%)
- Tap Viitacura - Vitacura 110 KV C2 (85%)

Por otro lado, cabe señalar que los transformadores AT/AT, por la salida de la central Renca presentan niveles de cargabilidad superiores a los observados en el escenario base proyectado para el año 2033, debido al incremento en los flujos de potencia que deben suplir ante la ausencia de generación en dicha central. A continuación, se presenta el listado de transformadores que superan el 85% al año 2033:

- ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390 MVA N2 (102%)
- ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400 MVA N5 (95%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400 MVA N1 (106%)
- ATR CHENA 220/110/13.8kV 400 MVA N2 (106%)
- TR BUIN 220/110/13.8kV 400 MVA N1 (93%)

4.5.3.3 Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana

Se realiza un análisis de sensibilidad adicional, considerando la salida de una línea de transmisión del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana, incluyendo la transferencia de carga al circuito sin falla de acuerdo con lo indicado en la Tabla 4-18.

Tabla 4-18. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana.

Nº	Nombre de la Falla
F1	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-Florida, traspaso carga al Cto 2 110 kV Almendro-Florida.
F2	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-El Salto, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Almendro – El Salto
F3	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena, traspaso carga al Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Chena.
F4	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – Renca.
F5	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto, traspasar a Cto 2 Línea 110 kV Cerro Navia – El Salto
F6	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Chena – Ochagavía – Buin.
F7	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Ochagavía – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Ochagavía – Florida.
F8	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Alto Jahuel – Florida, traspaso a Cto 2 Línea 110 kV Alto Jahuel– Florida.

Los resultados de los elementos más críticos al realizar las contingencias se indican en la Tabla 4-19 (año 2025) y en la Tabla 4-20 (año 2033).

Tabla 4-19. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2025.

Nombre Elemento 2025	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Andes - Tap La Reina 110 kV L2	132%	83%	82%	82%	83%	83%	83%	83%
San Bernardo - Malloco 110kV	122%	122%	121%	122%	122%	122%	122%	122%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2	109%	82%	69%	69%	73%	60%	70%	58%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	52%	101%	51%	50%	49%	53%	50%	53%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	38%	101%	38%	38%	38%	38%	38%	39%
Tap Vitacura - Vitacura 110KV C2	54%	103%	54%	54%	54%	54%	54%	54%
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110 kV L2	66%	66%	97%	66%	66%	66%	66%	67%
Cerro Navia - Tap Lo Boza 110kV L2	49%	46%	48%	48%	100%	50%	48%	49%
Tap Lo Boza - Quilicura 110KV L2	46%	42%	45%	45%	88%	47%	45%	46%
Chena - Lo Espejo 110 kV L2	57%	60%	57%	58%	59%	131%	59%	62%
FFCC - Tap Cisterna 110kV L2	70%	74%	71%	71%	72%	110%	73%	78%
Ochagavía - FFCC 110kV L2	69%	73%	70%	70%	71%	108%	72%	77%
Tap Cisterna - Torre 16 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L2	53%	53%	53%	53%	53%	127%	53%	53%
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1	76%	81%	78%	78%	79%	87%	78%	-
Torre 11 - Lo Espejo 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Torre 16 - Torre 11 110kV L2	51%	53%	51%	51%	52%	92%	52%	56%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 kV L2	39%	43%	40%	40%	41%	29%	104%	48%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L2	63%	65%	63%	63%	64%	67%	63%	101%
Bajos de Mena - Tap Pintana 110kV C2	56%	58%	57%	56%	57%	60%	56%	93%
Tap Buin - Bajos de Mena 110kV C2	61%	63%	61%	61%	62%	65%	61%	97%

Tabla 4-20. Diagnóstico Contingencias N-1 Líneas Región Metropolitana Escenario Primavera - Verano Día 2033.

Nombre Elemento 2033	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Alto Jahuel - Tap Buin 110KV L2	87%	91%	88%	88%	89%	94%	88%	137%
Andes - Tap La Reina 110 KV L2	163%	85%	83%	83%	84%	85%	84%	85%
FFCC - Tap Cisterna 110KV L2	85%	90%	86%	86%	87%	131%	88%	95%
San Bernardo - Malloco 110kV	93%	94%	93%	93%	93%	94%	93%	94%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2	134%	95%	80%	80%	85%	68%	80%	66%
Tap La Reina - La Reina 110 KV L2	96%	50%	49%	49%	49%	50%	49%	50%
Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1	112%	108%	110%	110%	142%	113%	110%	113%
Tap Libertadores - Lo Campino 110 KV C2	118%	115%	117%	117%	149%	119%	117%	120%
Tap Libertadores - Punta Verde C1	120%	114%	118%	117%	167%	121%	117%	122%
Tap Libertadores - Punta Verde C2	95%	90%	93%	93%	142%	97%	93%	97%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L1	90%	-	89%	89%	89%	90%	89%	91%
Tap Vitacura - Vitacura 110KV C2	87%	147%	86%	86%	87%	87%	87%	88%
Alto Jahuel - Tap Buin 110kV L1	83%	85%	83%	83%	84%	89%	83%	-
Chena - Lo Espejo 110 KV L1	84%	87%	84%	84%	85%	-	86%	90%
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	68%	123%	66%	66%	65%	70%	66%	70%
Ochagavía - FFCC 110kV L2	84%	88%	85%	85%	86%	129%	87%	94%
Tap Apoquindo - Apoquindo 110kV L2	50%	89%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Tap Buin - Bajos de Mena 110kV C2	85%	88%	85%	85%	86%	91%	85%	132%
Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1	-	97%	82%	82%	87%	70%	82%	68%
Tap Los Dominicos-Los Dominicos 110kV L2	31%	123%	31%	31%	31%	32%	31%	32%
Tap Santa Raquel - Santa Rosa 110kV L1	83%	89%	84%	84%	86%	96%	84%	-
Chena - Tap Santa Marta 110kV L2	51%	50%	102%	51%	50%	51%	50%	50%
Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110 KV L2	80%	80%	117%	80%	80%	81%	80%	81%
Tap Santa Marta - Tap Bicentenario 1(1)	51%	52%	96%	51%	51%	52%	51%	52%
Lo Campino - Cerro Navia 110 kV C1	69%	66%	68%	68%	95%	69%	68%	70%
Lo Campino - Cerro Navia 110 KV C2	69%	66%	68%	68%	95%	69%	68%	70%
Lo Campino - Tap Quilicura 110KV L2	75%	72%	74%	73%	103%	75%	74%	75%
Acacias - Sn Bernardo 110kV L2	72%	73%	72%	72%	72%	99%	73%	77%
Chena - Lo Espejo 110 KV L2	61%	64%	61%	61%	62%	147%	63%	67%
Tap Cisterna - Torre 16 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Tap Pintana - Tap Buin 110kV L1	80%	83%	80%	80%	81%	86%	80%	-
Tap San Bernardo - San Bernardo 110kV L2	40%	41%	40%	40%	40%	100%	40%	41%
Torre 11 - Lo Espejo 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Torre 16 - Torre 11 110kV L2	59%	62%	59%	59%	60%	109%	61%	65%
Ochagavía - Tap Club Hípico 110 KV L2	53%	58%	54%	54%	55%	41%	126%	63%
Tap Santa Elena - Santa Elena 110 KV L2	64%	64%	64%	63%	64%	65%	89%	65%
Bajos de Mena - Tap Pintana 110kV C2	54%	55%	53%	53%	54%	58%	53%	97%

4.6 DIAGNÓSTICO ZONAL ALTO JAHUEL – CHARRÚA

4.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona Alto Jahuel – Charrúa abarca una superficie de aproximadamente 65.000 km², con una población total aproximada de 2.622.525 habitantes, lo que corresponde al 15% de la población total del país, según el último Censo realizado durante el año 2024.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 480 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en la Región Metropolitana (zona sur de las provincias de Talagante, Maipo y Melipilla), del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, de Ñuble y del Biobío (al norte de la S/E Charrúa).

En la Tabla 4-21 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 4-21. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2033.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	205
Transformadores AT/AT	55
Tramos de Líneas de Transmisión	280 (2650 km)

4.6.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2025 - 2033, en línea con la metodología expuesta en la sección 3.2. Se muestran los resultados de máximo uso para transformadores AT/MT, transformadores AT/AT y líneas de transmisión.

Es importante señalar que este análisis no incorpora la inyección de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el Anexo III se encuentra el detalle del diagnóstico zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

4.6.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, al final del periodo de análisis se identifica que 5 transformadores podrían sobrepasar su capacidad nominal. En este periodo se identifican 19 transformadores con un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%. La Figura 4-39 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores desde el año 2025 hasta el año 2033 (año 2025 al interior) y la Figura 4-40 presenta la cantidad de elementos y su cargabilidad, donde los estados corresponden a:

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

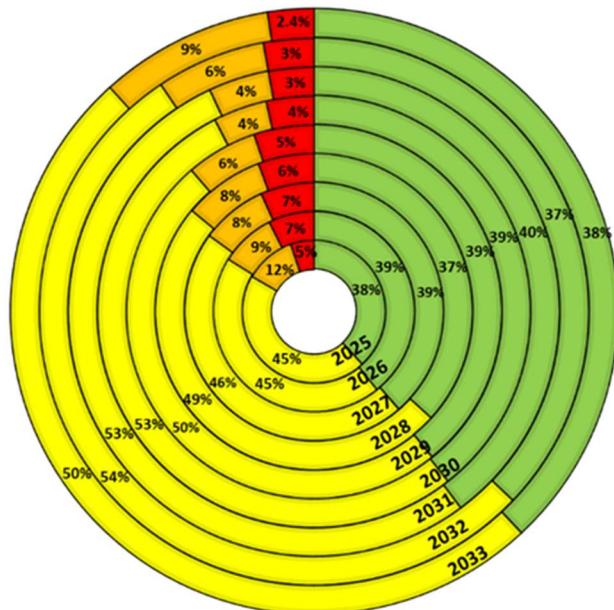


Figura 4-39. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

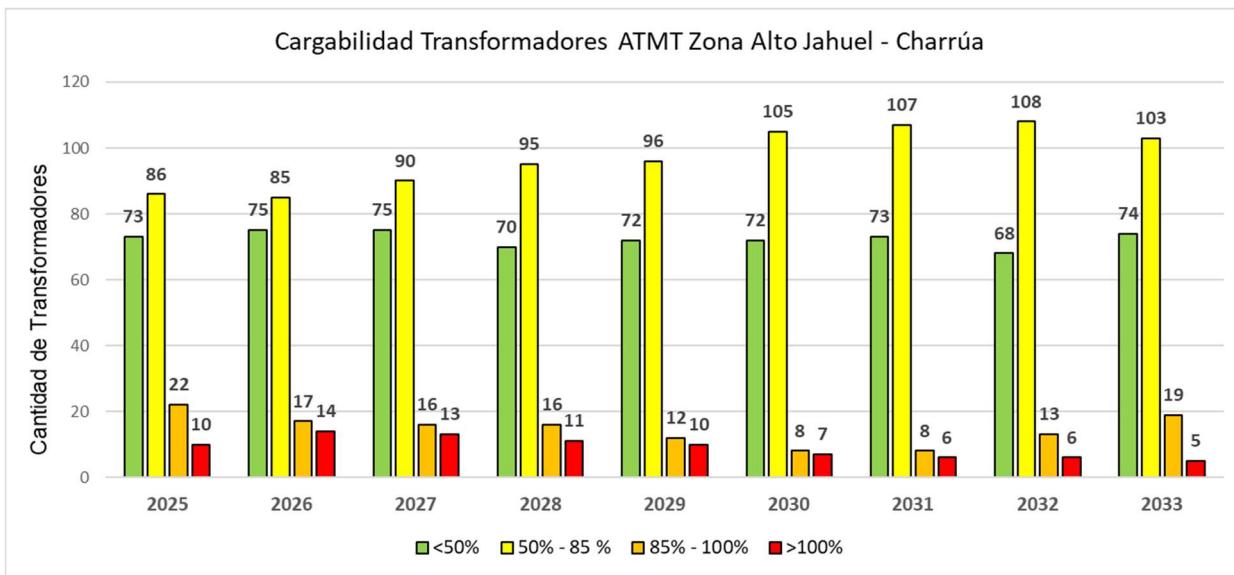


Figura 4-40. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

El análisis de las Figura 4-39 y Figura 4-40 permite observar que:

- Al año 2025 el 83% (159 unidades) de los transformadores podrían presentar cargabilidades menores al 85% de su capacidad nominal, mientras que el 12% (22 unidades) presentarían cargabilidades entre el 85% y 100% y el 5% (10) unidades mostrarían una cargabilidad por sobre su capacidad nominal. En las mismas figuras, se observa que, el año 2029 presenta una disminución de los transformadores con cargabilidad sobre el 85%, lo anterior se explica por la puesta en servicio de obras para esta zona, no olvidando que estas obras pueden presentar algún retraso constructivo o administrativo.
- Al año 2033, se puede apreciar que un 2.5% (5 unidades) podrían presentar cargabilidades por sobre su capacidad nominal y que un 9% (19 unidades) podrían presentar cargabilidades entre el 85% y 100%. Lo anterior muestra que la cantidad de transformadores con una cargabilidad menor al 85% presenta un aumento debido al crecimiento de la demanda vegetativa en las distintas zonas. A continuación, se muestra los transformadores que presentan una cargabilidad mayor a su capacidad nominal son:
 - T2D S/E HUALTE BT2
 - SAN VICENTE T.T. 66/15KV 25 MVA 2
 - T2D S/E PIDUCO BT2
 - CONSTITUCION 66/23 20 MVA
 - T2D S/E LAS CABRAS BT1

4.6.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 55 transformadores AT/AT y 280 circuitos de tramos de líneas de transmisión, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo evaluadas en escenarios de verano día e invierno noche. La Figura 4-41 y Figura 4-42 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

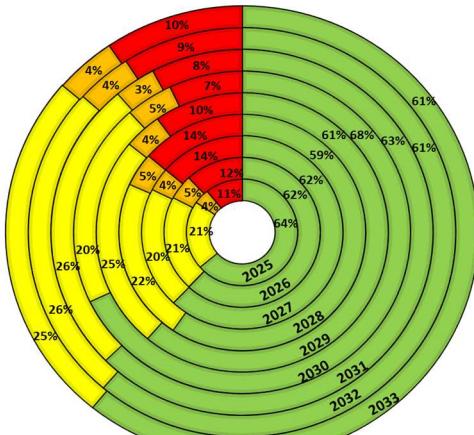


Figura 4-41. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel – Charrúa. Escenario verano – día.

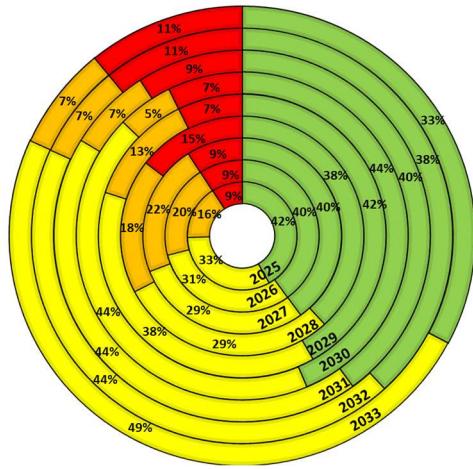


Figura 4-42. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa. Escenario verano – día

Respecto de la Figura 4-41, se puede observar que los análisis realizados para el escenario más exigente, el cual es verano día para esta zona, al año 2033 presentaría un total de 27 líneas (10% del total) con una cargabilidad mayor a su capacidad nominal y otras 12 líneas (4% del total) con una cargabilidad entre el 85% y 100%, acentuándose las congestiones de estas instalaciones en torno a las entorno a las líneas que conectan las siguientes instalaciones: S/E Itahue, S/E Los Maquis, S/E Villa Prat, S/E Parronal, S/E Hualañé, S/E Maule, S/E Talca S/E Linares – Tap Longaví – S/E Chacahuín, S/E Lucero, S/E Fátima, S/E Hospitales y S/E Paine.

De la Figura 4-42, podemos indicar que al año 2033 se presentarían 6 unidades de transformación AT/AT (11% del total) con una cargabilidad mayor a su capacidad nominal y 4 unidades (7%) presentarían una cargabilidad entre el 85% y 100%. Las principales congestiones de estas unidades se presentan en las subestaciones, Itahue tanto en nivel de tensión 220 kV y 154 kV, S/E Maule 154/66 kV, S/E Rancagua y S/E San Fernando.

Finalmente es importante destacar que el diagnóstico de las instalaciones de transmisión zonal de esta zona depende de manera importante del cumplimiento en los plazos de ejecución de las obras de transmisión decretadas por la autoridad, así como también por la eficiencia de los traspasos de carga planificado para las nuevas instalaciones. Otro efecto que destacar en esta zona, es el alto nivel de reactivos que circula por las redes de transmisión zonal, el cual perjudica los niveles de tensión en algunas zonas y aumenta la cargabilidad en determinados equipos.

4.7 DIAGNÓSTICO ZONAL CHARRÚA – CHILOÉ

4.7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km². De acuerdo con el Censo 2024, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 20% 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 regiones del Biobío, de La Araucanía, de Los Ríos y de Los Lagos.

En la Tabla 4-22 se presenta la cantidad de equipos de transmisión zonal considerando las obras decretadas.

Tabla 4-22. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	187
Transformadores AT/AT	48
Tramos de Líneas de Transmisión	4500 kilómetros

4.7.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal, para el periodo 2025-2033 conforme a la metodología descrita en el capítulo 3.2. En línea con la metodología de análisis se separa la presentación de los resultados de los transformadores AT/MT de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión, debido a que son diagnosticados en base a estudios que permiten identificar el máximo uso de éstos.

Es importante señalar que este análisis no incorpora la inyección de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En el Anexo III se presentan el detalle del análisis zonal, describiendo los antecedentes empleados y el detalle de los resultados obtenidos, mientras que en el Anexo IV se encuentran las bases de datos y el detalle de los resultados.

4.7.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el periodo actual 2025 presentaría 3 transformadores con cargabilidades que podrían superar su capacidad nominal y otros 19 que presentarían un nivel de cargabilidad entre el 85% y el 100%; el resto de los transformadores AT/MT se encontrarían bajo el 85% de su capacidad. La Figura 4-43 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2025 (al centro) hasta el año 2033, donde los estados corresponden a:

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

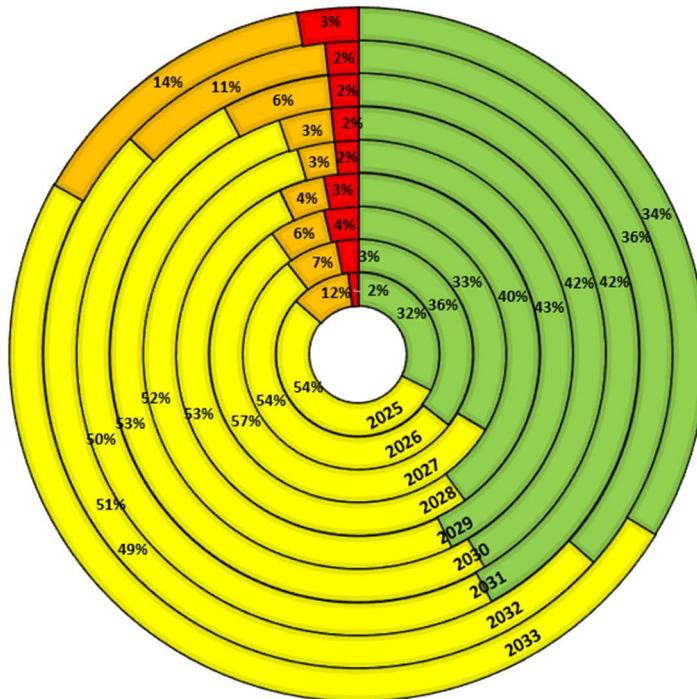


Figura 4-43. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

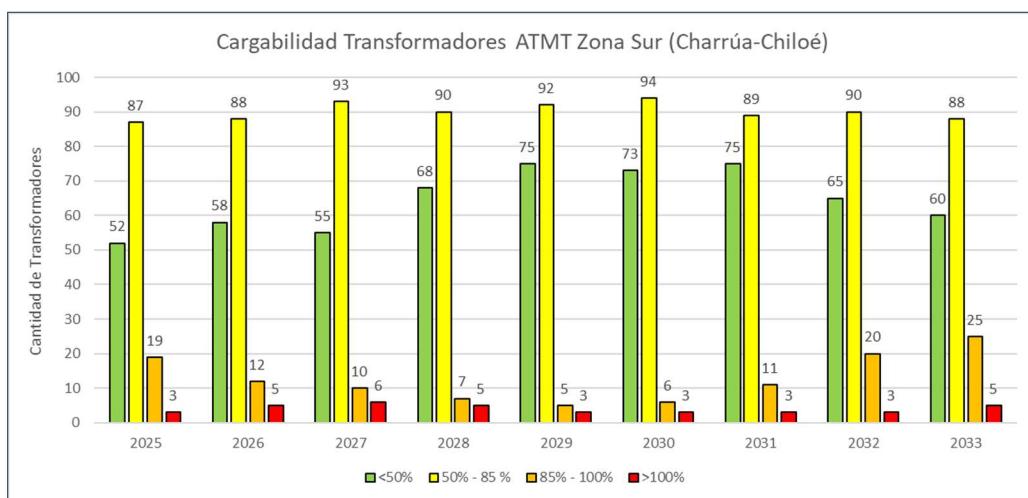


Figura 4-44. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Charrúa – Chiloé.

- El análisis de la Figura 4-43 y Figura 4-44 permite observar que al año 2033 el 14% de los transformadores podrían presentar cargabilidades sobre el 85% de su capacidad, mientras que un 86% de ellos.
- Desde entre 2027 al 2029 se aprecia que la cantidad de transformadores con carga superior a 100% baja de 6 a 3, mientras que los transformadores con carga entre el 85% a 100% bajan de 10 a 5 transformadores. Lo anterior debido a la entrada en operación de los reemplazos y nuevos transformadores. La cifra de transformadores con alta cargabilidad aumentan a partir de 2033, lo que dependerá de que se materialice el aumento de demanda conforme a la proyección considerada.
- En el último año analizado (2033), se aprecia que un total 5 transformadores presentarían una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad y 25 transformadores podrían presentar niveles de cargabilidad por sobre al 85%.

Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad entre el 85% al 100% de su capacidad nominal al final del horizonte, son los siguientes:

- PID 115/24KV 16 MVA 1 (85% al 2033)
- T2D S/E AIHUAPI BT2 (93% al 2033)
- T2D S/E EJERCITO BT2 (87% al 2033)
- T2D S/E ARENAS BLANCAS BT1 (93% al 2033)
- T2D S/E CALBUCO HT1 (93% al 2033)
- T2D S/E CARAMPANGUE BT1 (95 al 2033)
- T2D S/E CENTRAL PILMAIQUEN BT6 (97% al 2033)
- T2D S/E CURANILAHUE BT2 (90% al 2033)
- T2D S/E DEUCO BT1 (90% al 2033)
- T2D S/E EL AVELLANO BT2 (96% al 2033)
- T2D S/E FAENAS PANGUE B1 (98% al 2033)
- T2D S/E LA MISION BT1 (87% al 2033)
- T2D S/E LA UNION BT3 (92% al 2033)
- T2D S/E LA UNION BT5 (97% al 2033)
- T2D S/E LLAIMA BT1 (87% al 2033)
- T2D S/E QUELLON HT1 (93% al 2033)
- T2D S/E QUELLON HT2 (95% al 2033)
- T2D S/E PERALES CT1 (90% al 2033)
- T2D S/E PERALES CT2 (88% al 2033)
- T2D S/E PICHIL BT1 (97% al 2033)
- T2D S/E PITRUFQUEN BT3 (95% al 2033)

- T2D S/E PUCON BT1 (91% al 2033)
- T2D S/E PULLINQUE BT5 (86% al 2033)
- T2D S/E TOME BT1 (94% al 2033)
- T2D S/E TOME BT2 (94% al 2033)

Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad superior al 100% de su capacidad nominal al final del horizonte, son los siguientes:

- Chivilcan 66/15 kV 22.5 MVA N°3 Sur (115% al año 2032)
- Chivilcan 66/15 kV 25 MVA N°2 (124% al año 2032)
- T2D S/E Lautaro BT1 (106% al año 2032)
- T2D S/E Imperial BT1 (103% al año 2032)
- T2D S/E Pitufquen BT1 (124% al año 2032)

4.7.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 48 transformadores AT/AT y 206 circuitos de tramos de líneas de transmisión zonal, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo éstas evaluadas en escenarios de otoño día y primavera día. La Figura 4-45 y Figura 4-46 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2025 (círculo interior) hasta el 2033 (círculo exterior), considerando la condición más crítica observada en los escenarios analizados.

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

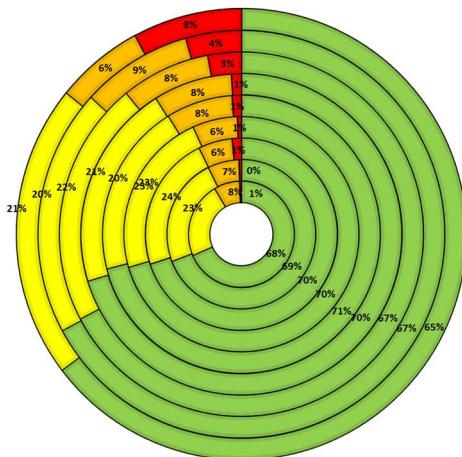


Figura 4-45 Evolución de las máximas del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé. Escenario otoño-día.

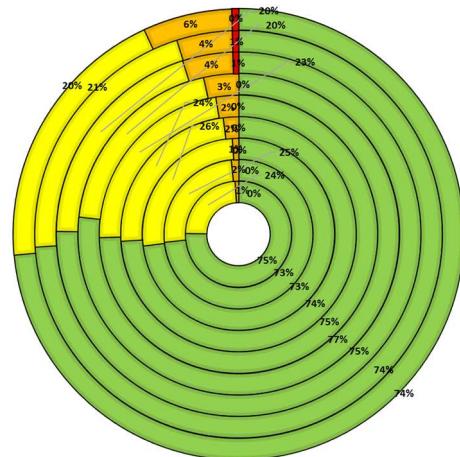


Figura 4-46 Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé. Escenario primavera-día.

Los resultados obtenidos muestran que los circuitos de tramos de líneas al año 2033, presentarían los siguientes niveles de cargabilidad:

- 1x66 kV Arenas Blancas-Schwager (102% al año 2033)
- 2x66 Licanco - Padre las Casas C1 (109% al año 2033)
- 2x66 Licanco - Padre las Casas C2 (109% al año 2033)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C2 (103% al año 2033)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C1 (103% al año 2033)
- 2x66 kV Temuco - Padre las Casas C1 (107% al año 2033)
- 2x66 kV Temuco - Padre las Casas C2 (107% al año 2033)
- 2x66 kV Temuco - Pumahue C1 (110% al año 2033)
- 2x66 kV Temuco - Pumahue C2 (110% al año 2033)
- 1x66 kV Horcones – Carampangue (118% al año 2033)
- 1x66 kV Manso de Velasco - El Avellano (113% al año 2033)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C1 (103% al año 2033)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C2 (103% al año 2033)
- 1x66 kV Nahuelbuta – Angol (100% al año 2033)
- 1x66 kV Pumahue – Chivilcán (122% al año 2033)
- 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo Colo (100% al año 2033)

Los transformadores AT/AT que podrían presentar una cargabilidad superior al 85% al final del horizonte de análisis son los siguientes:

- TR Lastarria 220/66/13.2 KV 75 MVA (131% al año 2033)

En el caso del transformador “TR Lastarria 220/66/13.2 KV 75 MVA” su aumento de cargabilidad se debe al crecimiento vegetativo en las subestaciones que abastece aguas abajo.

5 ANEXO

- 5.1 ANEXO I – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL
- 5.2 ANEXO II – METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO
- 5.3 ANEXO III – ANÁLISIS DIAGNÓSTICO ZONAL
- 5.4 ANEXO IV – BASES DE DATOS Y RESULTADOS.ZIP
- 5.5 ANEXO V – PRORRATA RELOCALIZACIÓN DE EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR