DIAGNÓSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2027

Noviembre de 2026

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Deninson Fuentes del Campo – Subgerente de Planificación

REVISORES

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

AUTORES

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

DISTRIBUCIÓN

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

INDICE DE FIGURAS 4
INDICE DE TABLAS 7
ABREVIATURAS Y DEFINICIONES 9
RESUMEN EJECUTIVO 10
INTRODUCCIÓN 16
1 OBJETIVOS Y ALCANCE 18
2 METODOLOGÍA Y SUPUESTOS 19
2.1 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS GENERALES 19
2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 20
2.3 EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO 20
2.4 PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 24
2.5 PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL 25
3 CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS DE DESARROLLO DEL SEN 27
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 27
3.2 PREVISIÓN DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO 28
4 DIAGNÓSTICO 33
4.1 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 33
4.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL 62
5 ANEXO 92
5.1 ANEXO I – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 92
5.2 ANEXO II – METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL DIAGNÓSTICO 92
5.3 ANEXO III – ANÁLISIS DIAGNÓSTICO ZONAL 92
5.4 ANEXO IV – BASES DE DATOS Y RESULTADOS.ZIP 92
5.5 ANEXO V – PRORRATA PARA LA RELOCALIZACIÓN DEL PARQUE GENERADOR 92

INDICE DE FIGURAS

Figura 0-1. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2026-2046. 10
Figura 0-2. Matriz de generación esperada. 11
Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión. 13
Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT. 13
Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT. 15
Figura 2-1. Diagrama de alto nivel del proceso para la demanda de largo plazo. 20
Figura 2-2. Etapas del proceso de determinación y evaluación de la oferta de largo plazo. 21
Figura 2-3. Diagrama del proceso de adaptación del plan de Obras de Generación y Almacenamiento. 23
Figura 2-4. Ejemplo de asignación de prorratas en barra reducida PuertoMontt220. 23
Figura 2-5. Diagrama del proceso de expansión de la transmisión del Sistema de Transmisión Nacional. 24
Figura 2-6. Diagrama del proceso de expansión de la transmisión del Sistema de Transmisión Zonal. 25
Figura 3-1. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2026-2046. 27
Figura 3-2. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2026-2046. 28
Figura 3-3. Costo promedio y máximo arrepentimiento de los casos de transmisión evaluados. 29
Figura 3-4. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 1, caso de desarrollo Centro - Sur. 30
Figura 3-5. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 2, caso de desarrollo Centro - Sur. 30
Figura 3-6. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 3, caso de desarrollo Centro - Sur. 30
Figura 3-7. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 1, caso de desarrollo Norte - Centro. 31
Figura 3-8. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 2, caso de desarrollo Norte - Centro. 31
Figura 3-9. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 3, caso de desarrollo Norte - Centro. 31
Figura 3-10. Proyección de costo variable de unidades térmicas. 32
Figura 4-1. Capacidad instalada acumulada en regiones del Norte Grande. 34
Figura 4-2. Uso esperado tramo HVDC 2x600 kV Kimal – Lo Aguirre. 36
Figura 4-3. Uso esperado tramo S/E Kimal 500/220 kV. 36
Figura 4-4. Uso esperado tramo 2x220 kV Calama – Nueva Chuquicamata. 37
Figura 4-5. Uso esperado tramo 2x220 kV Kimal – Laberinto. 37
Figura 4-6. Uso esperado tramo 2x500 kV Jadresic – Los Changos. 38
Figura 4-7. Uso esperado tramo S/E Los Changos 500/220 kV. 38
Figura 4-8. Uso esperado tramo S/E Jadresic 500/220 kV. 39
Figura 4-9. Uso esperado tramo 2x220 kV Andes – Monte Mina. 39
Figura 4-10. Capacidad instalada acumulada en regiones del Norte Chico. 40
Figura 4-11. Uso esperado tramo 2x220 kV Punta Colorada – Don Hector. 41
Figura 4-12. Uso esperado tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. 42
Figura 4-13. Capacidad instalada acumulada en regiones del Centro. 43

Figura 4-14. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV en la Región Metropolitana. 46
Figura 4-15. Uso esperado tramo 2x220 kV Polpaico – Lampa. 46
Figura 4-16. Uso esperado tramo 2x220 kV Lo Campino – Lampa. 47
Figura 4-17. Uso esperado tramo Lo Aguirre 500/220 kV en la Región Metropolitana. 47
Figura 4-18. Uso esperado tramo 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre. 48
Figura 4-19. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel. Caso desarrollo interregional centro – sur. 48
Figura 4-19. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel. Caso desarrollo interregional norte – centro. 49
Figura 4-20. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Charrúa. 49
Figura 4-21. Capacidad instalada acumulada en regiones del Sur. 50
Figura 4-22. Uso esperado tramo 2x220 kV Charrúa – Santa Clara. 53
Figura 4-23. Uso esperado tramo 2x220 kV Santa Clara – Mulchén. 53
Figura 4-24. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV. 54
Figura 4-25. Uso esperado tramo 2x220 kV Tineo – Aurora. 54
Figura 4-26. Uso esperado tramo 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli. 55
Figura 4-27. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas. 59
Figura 4-28. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas. 60
Figura 4-29. Costo marginal medio horario por temporada en Kimal 500 kV, Polpaico 500 kV y Charrúa 500 kV. Caso desarrollo interregional centro – sur. 61
Figura 4-30. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro. 63
Figura 4-31. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro. 63
Figura 4-32.Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día. 65
Figura 4-33.Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día 65
Figura 4-34. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota. 66
Figura 4-35.Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota. 67
Figura 4-36.Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día. 68
Figura 4-37. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día. 68
Figura 4-38. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso. 70
Figura 4-39. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso. 70
Figura 4-40. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día. 71
Figura 4-41. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día. 71
Figura 4-42. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana. 73

Figura 4-43. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana. 74
Figura 4-44. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día. 75
Figura 4-45. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día. 75
Figura 4-46. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera – Verano día 77
Figura 4-47. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Primavera – Verano día (sin Renca). 77
Figura 4-48. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa..... 82
Figura 4-49. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel - Charrúa. 82
Figura 4-50. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel – Charrúa. Escenario verano – día..... 85
Figura 4-51. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa. Escenario verano – día 85
Figura 4-52. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé. 88
Figura 4-53. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Charrúa – Chiloé. 88
Figura 4-54 Evolución de las máximas del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé. Escenario invierno-día..... 90
Figura 4-55 Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé. Escenario verano-noche..... 90

INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Supuestos utilizados en simulaciones con modelo PLP para diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional. 19
Tabla 2-2. Supuestos utilizados en cálculos y simulaciones en DIgSILENT PowerFactory para diagnóstico del Sistema de Zonal. 19
Tabla 2-3. Escenarios considerados para plan de obras de generación y almacenamiento 2026 para PET 2027. 22
Tabla 3-1. Casos de desarrollo de líneas interregionales utilizados en el Plan de Obras de Generación del Coordinador. 28
Tabla 4-1. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Grande. Caso desarrollo interregional centro – sur. 34
Tabla 4-2. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Grande. Caso desarrollo interregional norte – centro. 35
Tabla 4-3. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Chico. Caso desarrollo interregional centro – sur. 40
Tabla 4-4. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Chico. Caso desarrollo interregional norte – centro. 41
Tabla 4-5. Probabilidad de congestión esperada en la zona Centro. Caso desarrollo interregional centro – sur. 44
Tabla 4-6. Probabilidad de congestión esperada en la zona Centro. Caso desarrollo interregional norte - centro. 45
Tabla 4-7. Probabilidad de congestión esperada en el Sur. Caso desarrollo interregional centro - sur. 51
Tabla 4-8. Probabilidad de congestión esperada en el Sur. Caso desarrollo interregional norte - centro. 52
Tabla 4-9. Supuestos para sensibilidad en atraso de obras del Sistema de Transmisión Nacional. 56
Tabla 4-10. Probabilidad de congestión esperada ante la sensibilidad de las obras nacionales. Caso desarrollo interregional centro - sur. 57
Tabla 4-11. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Arica – Diego de Almagro. ... 62
Tabla 4-12. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Diego de Almagro – Quillota. 66
Tabla 4-13. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Zona Región Valparaíso. 69
Tabla 4-14. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana. 72
Tabla 4-15. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana. 78
Tabla 4-16. Diagnóstico Contingencias N-1 transformadores AT/AT Región Metropolitana. 78
Tabla 4-17. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana. 79
Tabla 4-18. Diagnóstico Contingencias N-1 líneas de transmisión Región Metropolitana. 80
Tabla 4-19. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2034. 81
Tabla 4-20. Transformadores con compromiso en su suficiencia 2026-2034 y obra que soluciona problemática. Zona Metropolitana – O'Higgins 83
Tabla 4-21. Obra en curso que soluciona problemática ATMT. Zona Metropolitana – O'Higgins ... 83
Tabla 4-22. Transformadores con escenario de compromiso en su suficiencia 2026-2034 y obra que soluciona problemática. Zona Maule - Ñuble 84
Tabla 4-23. Obra que soluciona problemática ATMT. Zona Maule - Ñuble 84
Tabla 4-24. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur. 87

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

AT/AT:	Alta Tensión / Alta Tensión
AT/MT:	Alta Tensión / Media Tensión
BESS:	Battery Energy Storage System
Coordinador:	Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
ERV:	Energías Renovables Variables.
HVDC:	High Voltage Direct Current.
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.
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
S/E:	Subestación.
SS/EE:	Subestaciones.
T2D:	Transformador de dos devanados.

RESUMEN EJECUTIVO

El diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión realiza un análisis sobre la evolución de los flujos e identifica necesidades del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal para el mediano y largo plazo, debido al crecimiento de la demanda, localización de la nueva oferta y restricciones sobre la infraestructura existente. 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.

La proyección de la demanda 2026-2046 del Coordinador para el sistema de transmisión nacional considera tres escenarios: Bajo, Medio y Alto; con consumos proyectados al año 2046 de 134 TWh, 147 TWh y 165 TWh, respectivamente, con tasas medias anuales cercanas a 2,5%, 2,9% y 3,5%, respectivamente. Para el sistema de transmisión zonal se utiliza una proyección única basada en encuestas a empresas distribuidoras, con tasas medias anuales entre 2,6% y 3,5%, según la zona.

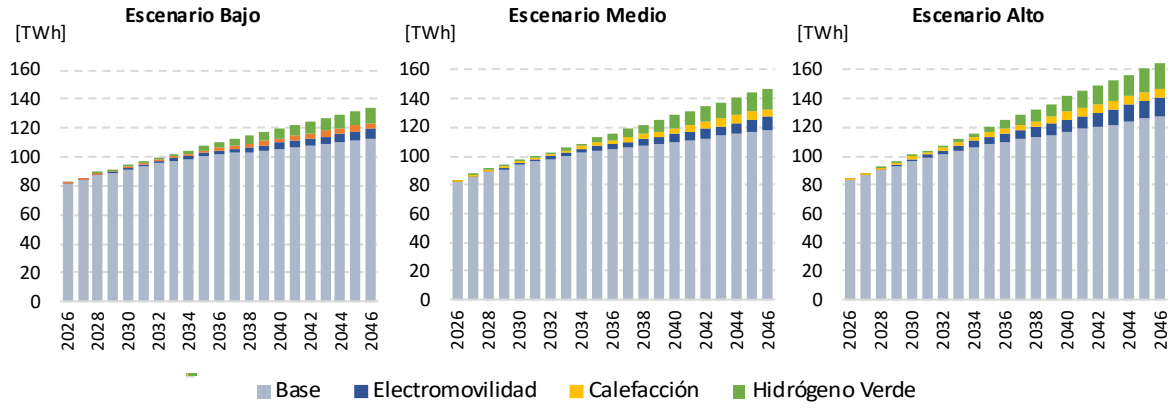


Figura 0-1. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2026-2046.

La expansión de la oferta para el período 2026-2050 se determina mediante una optimización conjunta entre generación y almacenamiento, considerando distintas alternativas de transmisión interregional. Estas se evalúan mediante el criterio de minimización de máximo arrepentimiento, seleccionando las mejores dos alternativas para profundizar el análisis. La primera alternativa corresponde a una línea HVAC de 1.500 MVA en la cercanía de las SS/EE Charrúa y Lo Aguirre al año 2038, y como segunda alternativa una línea HVDC de 2000 MW en la cercanía de las SS/EE Jadresic y Lo Aguirre al año 2042. Con respecto al plan de obras resultante, se caracteriza por la incorporación de generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento BESS, principalmente en la Región de Antofagasta, junto con generación eólica en la Región del Biobío. Esta distribución geográfica condiciona los flujos por el sistema de transmisión y los requerimientos de nuevas líneas entre el Norte, Centro y Sur del SEN.

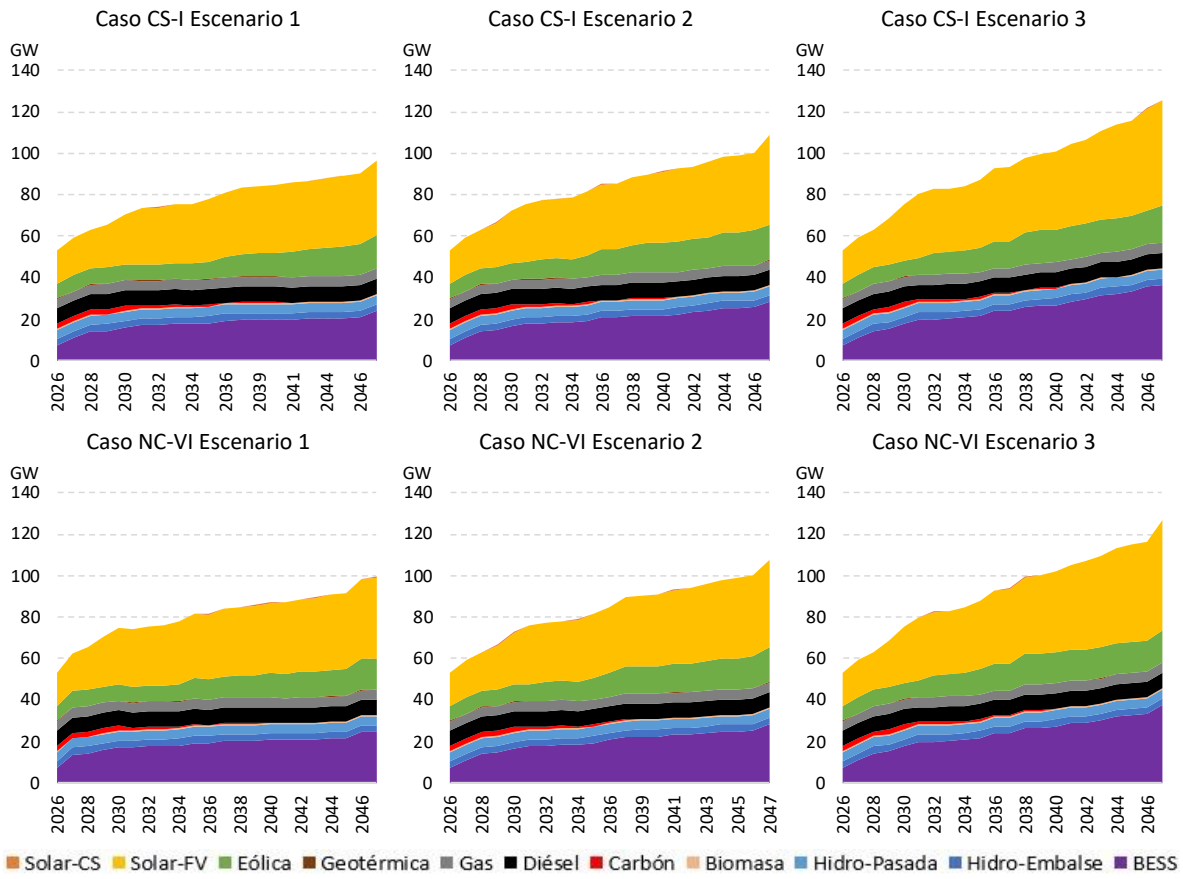


Figura 0-2. Matriz de generación esperada.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En el Norte Grande se concentraría entre el 49% y 65% de la capacidad instalada prevista para el SEN al 2047, principalmente en tecnología solar fotovoltaica y en sistemas de almacenamiento en tecnología BESS. Este desarrollo incrementa el uso de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre y de los sistemas de 220 kV en el entorno de S/E Kimal. Adicionalmente, se esperan altos niveles de uso de los tramos entre Calama – Nueva Chuquicamata, Kimal – Laberinto y Andes – Monte Mina. El gran volumen previsto en sistemas de almacenamiento extiende el volumen de transferencias al horario nocturno.

En el Norte Chico, la entrada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre en 2029 disminuye las congestiones en el corredor de 500 kV, aunque reaparecen en el largo plazo. Sin perjuicio de lo anterior, los

sistemas de 220 kV entre las SS/EE Punta Colorada y Don Héctor y las SS/EE Centella y Quillota incrementan su congestión debido a la baja capacidad del corredor antiguo de 220 kV.

La zona Centro presenta restricciones recurrentes respecto a los procesos anteriores asociadas al crecimiento de la demanda. Se esperan altos niveles de congestión en los tramos de transformación 500/220 kV en las SS/EE Polpaico, Lo Aguirre y Alto Jahuel, además de congestiones en el sistema de 220 kV en la zona norponiente de la Región Metropolitana, principalmente debido a las transferencias por el tramo entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia. Por otro lado, el cambio de alcance del aumento de capacidad, desde 3000 MVA a 1950 MVA, en la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre produciría congestiones y desacople de costos en el largo plazo.

En el Sur, el aumento previsto en la capacidad instalada eólica en la Región del Biobío provocaría, especialmente en el caso de desarrollo de transmisión interregional centro – sur, congestiones en 220 kV entre las SS/EE Charrúa y Mulchén, además en la S/E Digüeñes. En diversos casos de desarrollo interregional de transmisión se prevén congestiones en el abastecimiento de Puerto Montt debido a los supuestos de electrificación de calefacción para el largo plazo.

En general, los costos marginales esperados se mantienen acoplados en gran parte del SEN, excepto en el extremo sur, y presentan promedios anuales reducidos para el mediano y largo plazo. El análisis horario evidencia que estos promedios se ven reducidos por un alto número de horas de costos marginales nulos, incluso en horario nocturno, debido a la alta penetración de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento BESS, comportamiento que difiere de procesos anteriores.

Adicionalmente, en el presente informe se realizó una sensibilidad mediante la postergación o exclusión de obras decretadas que presentan problemas con su ejecución o licitación. En la zona Centro y Sur, donde se encuentra la mayor parte de estas obras, el impacto sería local. En particular, la exclusión de la obra “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín” podría mantener en el largo plazo las congestiones que ya se observan en el corto – mediano plazo.

En la propuesta de expansión se elaborarán los análisis con la finalidad de evaluar soluciones para las restricciones recurrentes de la Región Metropolitana, además de analizar opciones de desarrollo interregionales que permitan la integración de un gran volumen de energía renovable variable.
Por último, cabe destacar que la viabilidad técnica de las posibles soluciones estructurales para la Región Metropolitana podría quedar condicionadas por la limitación de espacio físico en las subestaciones. Esta restricción se agudiza ante el creciente volumen de solicitudes de acceso abierto, vinculadas tanto a proyectos de generación (principalmente almacenamiento y PFV) como proyectos de consumo (Data Center).

DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

El diagnóstico de los sistemas de transmisión zonal se divide en dos análisis de distinto origen. Por un lado, se realizan análisis de cargabilidad en 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 por los transformadores AT/MT, existentes en las 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 (Entre regiones de Arica y Parinacota, y Atacama).
- Zona Diego de Almagro – Quillota (Entre regiones de Atacama y Valparaíso).
- Zona Región Valparaíso.
- Zona Región Metropolitana.
- Zona Alto Jahuel – Charrúa. (Entre regiones Metropolitana y Región del Biobío).
- Zona Charrúa – Chiloé (Entre regiones del Biobío y Los Lagos).

A continuación, se presenta un resumen 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 2026-2034, donde los colores, verde, amarillo, naranjo y rojo corresponden 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 del SEN.

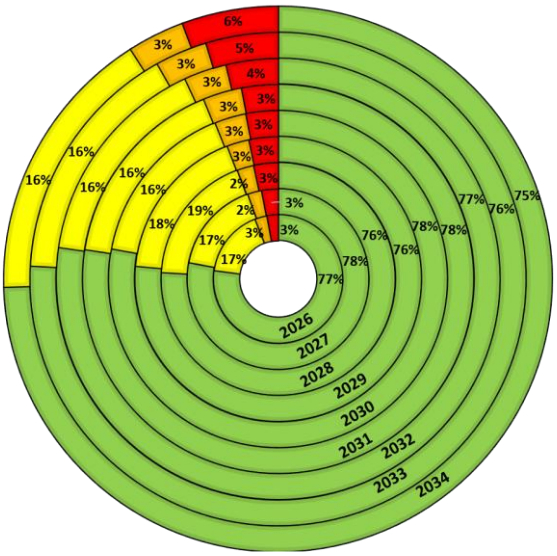


Figura 0-3. Evolución del estado de líneas de transmisión.

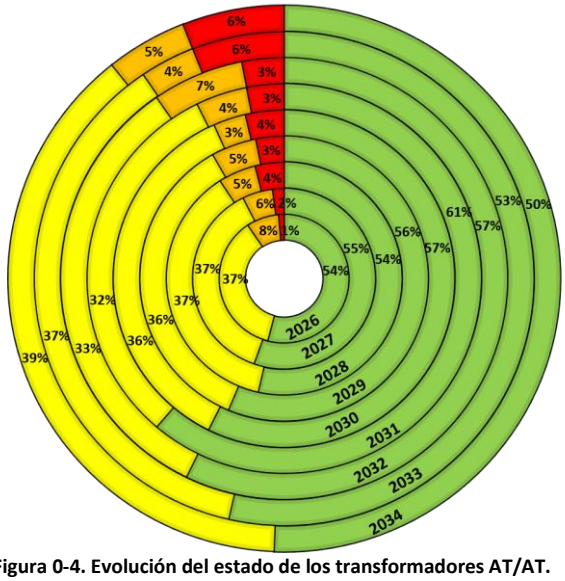


Figura 0-4. Evolución del estado de los transformadores AT/AT.

- Al año 2034 se identifica un universo de 1105 secciones de tramos para líneas de transmisión zonal, de este universo 36 podrían presentar niveles de cargabilidad entre un 85% y 99%. También se identifican 60 secciones de tramos podrían sobrepasar su capacidad nominal. De estos últimos casos se destaca la sobrecarga en la línea 1x110 kV Choapa – Illapel, instalación que posee una obra de expansión condicionada por la CNE de acuerdo con lo indicado en el Oficio Ordinario N° 507/2026 y mientras no se resuelva esta condición, podría existir un riesgo de desabastecimiento de la demanda para la provincia de Choapa. Otras zonas que presentan un escenario con alta probabilidad de compromiso en abastecer la demanda son: la zona de S/E Malloco debido a la cargabilidad de la línea 1x110 kV Malloco – San Bernardo, el sistema 66 kV entre las S/E Itahue y S/E Maule, así como la zona 66 kV Pumahue – Chivilcán – Las Encinas. Estas zonas dependen del desarrollo de nueva infraestructura y sus respectivos movimientos de carga por la red de distribución asociadas a ellas, así como también dependen del éxito de los procesos licitatorios de obras llevados a cabo por los propietarios de las instalaciones, tal como lo definen la Resolución Exenta N°98/2025 y el Oficio Ordinario N°912/2025 emitidos por la CNE.

- Respecto a los transformadores AT/AT al año 2034, se observa que 10 unidades podrían superar el 100% de su cargabilidad, las cuales son:

    1) TR10 Pan de Azúcar 110/69/13,8 kV – 60 MVA.
    2) TR4 Ovalle 110/66/23 kV – 60 MVA.
    3) TR1 Alto Jahuel 110/69/13,8 kV – 30 MVA.
    4) TR1 Rancagua 154/69/14,8 kV – 30 MVA.
    5) TR2 San Fernando 154/69/14,8 kV – 25 MVA.
    6) TR3 San Fernando 154/69/14,8 kV – 56 MVA N3.
    7) TR3 Chillan 154/66 kV – 75MVA.
    8) TR2 Los Ángeles 154/66/14,8 kV – 75 MVA.
    9) TR Lastarria 220/66/13,2 kV – 75 MVA.
    10) TR4 Valdivia 230/69/13,8 kV – 60 MVA.

Cabe indicar que estas unidades presentan un compromiso en su suficiencia debido al crecimiento vegetativo de la demanda y a los altos niveles de requerimientos de potencia reactiva, como es el caso de las unidades que operan en el sector Alto Jahuel – Charrúa.

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

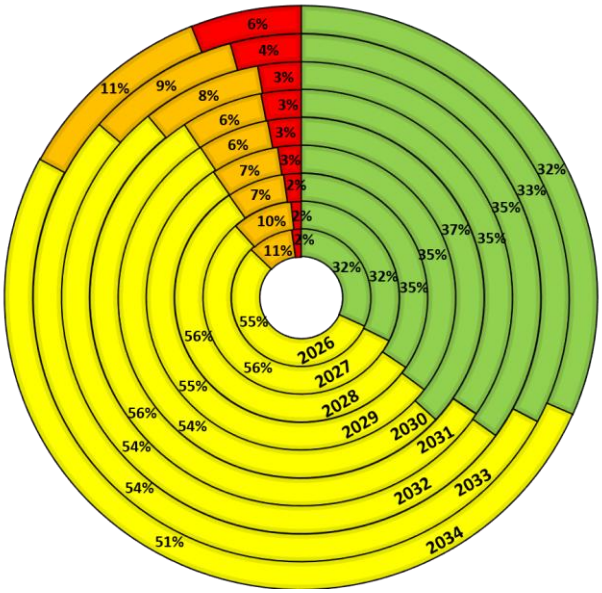


Figura 0-5. Evolución del estado de los transformadores AT/MT.

- De los 790 transformadores AT/MT diagnosticados al año 2034, 82 unidades podrían presentar problemas de suficiencia, con niveles de cargabilidad de entre un 85% y un 100%, y 44 de ellas podrían enfrentar problemas de sobrecarga, con una cargabilidad superior al 100%. Cabe destacar que, en varios de los casos mencionados, los niveles de uso de estos transformadores dependen fuertemente de los traspasos de carga que se pueden realizar a nivel de distribución, particularmente para obras asociadas a nuevas subestaciones AT/MT y a la habilitación de nuevos transformadores en subestaciones existentes. Finalmente, hay que señalar que existe un subconjunto de casos que dependen del éxito de los procesos licitatorios de obras llevados a cabo por los propietarios de las instalaciones, tal como lo definen la Resolución Exenta N°98/2025 y el Oficio Ordinario N°912/2025 emitidos por la CNE.

INTRODUCCIÓN

El presente informe se realiza en el marco del proceso de Planificación de la Transmisión del año 2027, establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, y de acuerdo con el artículo 106 del decreto N° 37 de 2019 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 2026-2047. 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 aborda de manera diferenciada el sistema de transmisión nacional y zonal. En el caso nacional, se analiza la utilización futura de la red mediante simulaciones de operación económica de largo plazo, considerando distintos escenarios de demanda, generación y almacenamiento, junto con alternativas de desarrollo de transmisión interregional. En el caso zonal, se evalúa suficiencia de líneas y transformadores a partir de proyecciones de demanda y estudios eléctricos. Los análisis incorporan la infraestructura existente, en construcción y fijadas mediante decretos de expansión, de acuerdo con los supuestos y horizontes definidos para cada ámbito de estudio.

El informe se organiza en cinco capítulos, cuyo contenido se describe a continuación:

- **Objetivos y alcance.** Presenta el propósito general del informe y los objetivos específicos asociados a la proyección de demanda, previsión de oferta, y al diagnóstico del sistema de transmisión nacional y zonal.

- **Metodología y supuestos.** Reúne los antecedentes, supuestos de modelación y procedimientos empleados para proyectar la demanda, construir planes de obras de generación y almacenamiento y desarrollar el diagnóstico de ambos segmentos de transmisión.

- **Caracterización de escenarios de desarrollo del SEN.** Describe las proyecciones de demanda, generación y almacenamiento que sustentan el diagnóstico, su relación con las alternativas de transmisión interregional y las proyecciones de costos variables de generación.

- **Diagnóstico.** Presenta el análisis de uso, congestiones, costos marginales y sensibilidades del sistema de transmisión nacional. Para el sistema de transmisión zonal, expone los análisis de

transformadores ATMT, transformadores ATAT y líneas de transmisión dividiendo el sistema en seis zonas: Arica – Diego de Almagro, Diego de Almagro – Quillota, Región de Valparaíso, Región Metropolitana, Alto Jahuel – Charrúa y Charrúa – Chiloé.

- **Anexos.** Agrupa los antecedentes complementarios sobre el uso esperado del sistema de transmisión, el desarrollo metodológico, los análisis zonales y las bases de datos junto con los resultados que respaldan el estudio.

1 OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente documento tiene como propósito entregar una visión de largo plazo sobre la utilización esperada del sistema de transmisión para posteriores análisis de requerimientos de desarrollo.

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 METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

2.1 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS GENERALES

El diagnóstico del uso esperado de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal, y la posterior propuesta de obras de expansión de la transmisión, se desarrollan a partir de antecedentes sobre la infraestructura eléctrica y su evolución prevista, junto con proyecciones de demanda, generación y almacenamiento. La Tabla 2-1 y la Tabla 2-2 presentan los supuestos utilizados en el caso del Sistema de Transmisión Nacional y para el Sistema de Transmisión Zonal, respectivamente.

Tabla 2-1. Supuestos utilizados en simulaciones con modelo PLP para diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional.

	Supuestos de modelación
Horizonte y resolución	Horizonte de simulación: 2026-2047. Etapas mensuales con 8 bloques divididos en horario diurno y nocturno.
Demanda	Demanda base año 2025. Proyección del Coordinador a partir de modelo econométrico y encuestas a los principales consumos, con tres escenarios: bajo, medio y alto.
Generación y almacenamiento	Instalaciones existentes, proyectos en construcción hasta mayo de 2026, proyectos comprometidos en licitaciones de suministro y expansión de generación y almacenamiento prevista en optimización conjunta. Calendario de descarbonización y solicitud de retiro de instalaciones. Proyección de costos combustibles del Coordinador.
Red de transmisión	Representación reducida del SEN: 282 barras y 419 líneas. Instalaciones existentes, en construcción y decretadas, principalmente en 500 kV y 220 kV.
Comportamiento hidrológico	Últimas 25 series hidrológicas históricas correspondientes al periodo 2000-2025.

Tabla 2-2. Supuestos utilizados en cálculos y simulaciones en DIgSILENT PowerFactory para diagnóstico del Sistema de Zonal.

	Supuestos de modelación
Horizonte y resolución	Horizonte de simulación: 2026-2034. Ventanas de simulación anuales, en horario diurno y nocturno para periodo estival e invernal.
Demanda	Demanda base año 2025. Proyección de potencia informada al Coordinador mediante la encuesta a los principales consumos.
Generación y almacenamiento	Instalaciones existentes, proyectos en construcción hasta mayo de 2026, proyectos comprometidos en licitaciones de suministro. Calendario de descarbonización y solicitud de retiro de instalaciones.
Red de transmisión	Representación detallada del SEN. Instalaciones existentes, declaradas en construcción y decretadas, hasta media tensión de las subestaciones primarias de distribución.

2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de demanda de largo plazo del SEN combina un enfoque Top-Down, mediante modelos econométricos y variables macroeconómicas y sectoriales, con un enfoque Bottom-Up, basado en encuestas anuales a clientes libres y propietarios de transformadores AT/MT utilizados para dar suministro a clientes regulados. Además, se incorpora explícitamente grandes consumos emergentes asociados a electromovilidad, electrificación de la calefacción e hidrógeno verde. La metodología y resultados se presentan con mayor detalle en el documento "Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN, periodo 2026-2046" publicado por el Coordinador en octubre de 2026[1], mientras que las etapas clave se resumen en la Figura 2-1.

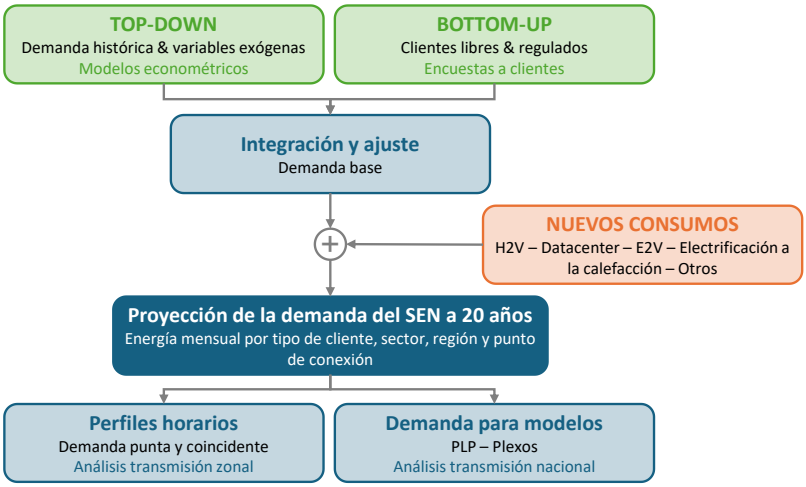


Figura 2-1. Diagrama de alto nivel del proceso para la demanda de largo plazo.

2.3 EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

En el caso del diagnóstico y posterior propuesta de obras para el sistema de transmisión nacional, el informe incorpora escenarios de expansión de generación y almacenamiento del Sistema Eléctrico Nacional para el periodo 2026-2050, destinados a apoyar la evaluación de infraestructura de transmisión en la Propuesta de Expansión de la Transmisión.

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 incorporar supuestos

[1] https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/prospeccion-del-sen/proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/2026-proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/

utilizados en la elaboración de planes de obras de generación a largo plazo, como costos de inversión, la capacidad de generación por zona y los supuestos para la creación de escenarios largo plazo.

De esta forma, se lleva a cabo la optimización de los planes de obra según la metodología descrita en el documento "Plan de Obras de Generación y Almacenamiento de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, Período 2026-2050" publicado por el Coordinador en octubre de 2026[2]. 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 utilizando el modelo PLP. Las etapas clave se resumen en la Figura 2-2.

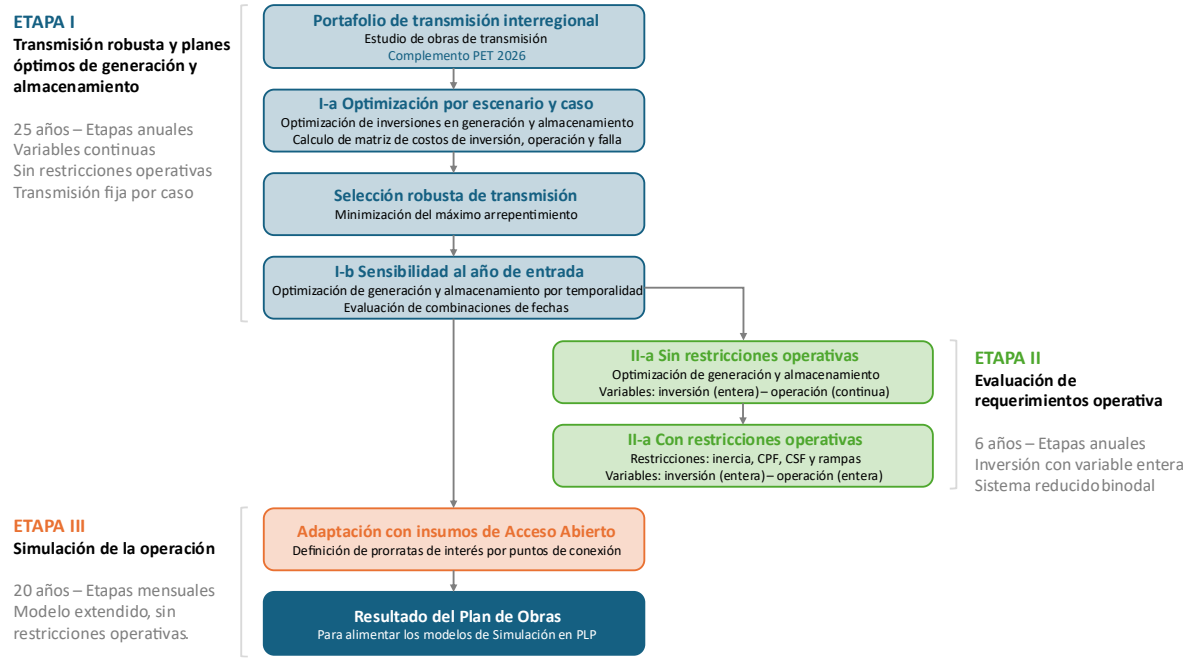


Figura 2-2. Etapas del proceso de determinación y evaluación de la oferta de largo plazo.

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 2027 los escenarios de expansión del parque generador conformados según lo indicado en la Tabla 2-3.

[2] Plan de Obras de Generación: https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/prospeccion-del-sen/proyeccion-de-oferta-y-escenarios-de-generacion-de-largo-plazo/2026-proyeccion-de-oferta-y-escenarios-de-generacion-de-largo-plazo/

Tabla 2-3. Escenarios considerados para plan de obras de generación y almacenamiento 2026 para PET 2027.

Combinatoria de supuestos		Escenario bajo (1)	Escenario medio (2)	Escenario alto (3)
Demanda Energética		Bajo	Medio	Alto
Año descarbonización del sistema		Retiro carbón 2040	Retiro carbón 2040	Retiro carbón 2040
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	**Baterías**	Alto	Medio	Bajo
	Bombeo Hidráulico	Alto	Alto	Alto
	CSP	Alto	Alto	Alto
	Batería de Carnot	Medio	Medio	Medio
Costos de inversión tecnologías de generación renovable	**Solar**	Alto	Medio	Bajo
	Eólico	Alto	Medio	Bajo
	Geotérmica	Medio	Medio	Medio
	Hidráulica	Alto	Alto	Alto
Estadística hidrológica		Históricos de abr1996-mar2025		
Costos de combustibles		Referencial Coordinador		
Reconversión 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		
		Reconversión a Batería Carnot desde 2030		
		Bombeo desde 2034		
		Limitación Geotermia e Hidro		
		Sin proyectos de generación con GNL		
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Nuevos desde 2030		

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. Lo anterior, se aplica solamente para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, que por la magnitud de la capacidad instalada futura pueden afectar considerablemente el uso del sistema de transmisión.

La distribución de la generación en cada zona se realiza considerando la información proveniente de proyectos que se encuentren dentro 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.

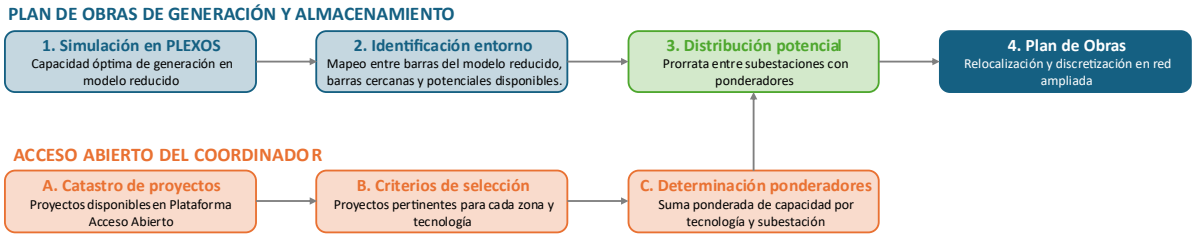


Figura 2-3. Diagrama del proceso de adaptación del plan de Obras de Generación y Almacenamiento.

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 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.

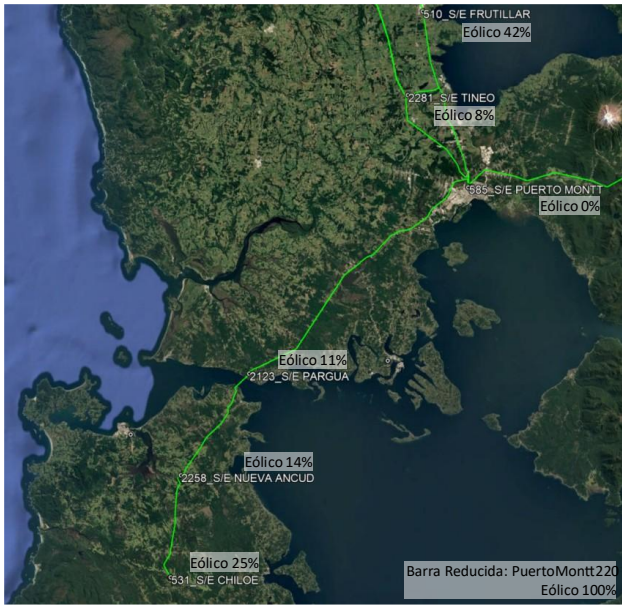


Figura 2-4. Ejemplo de asignación de prorratas en barra reducida PuertoMontt220.

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

2.4 PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Este proceso abarca tres 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, 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 2-5.

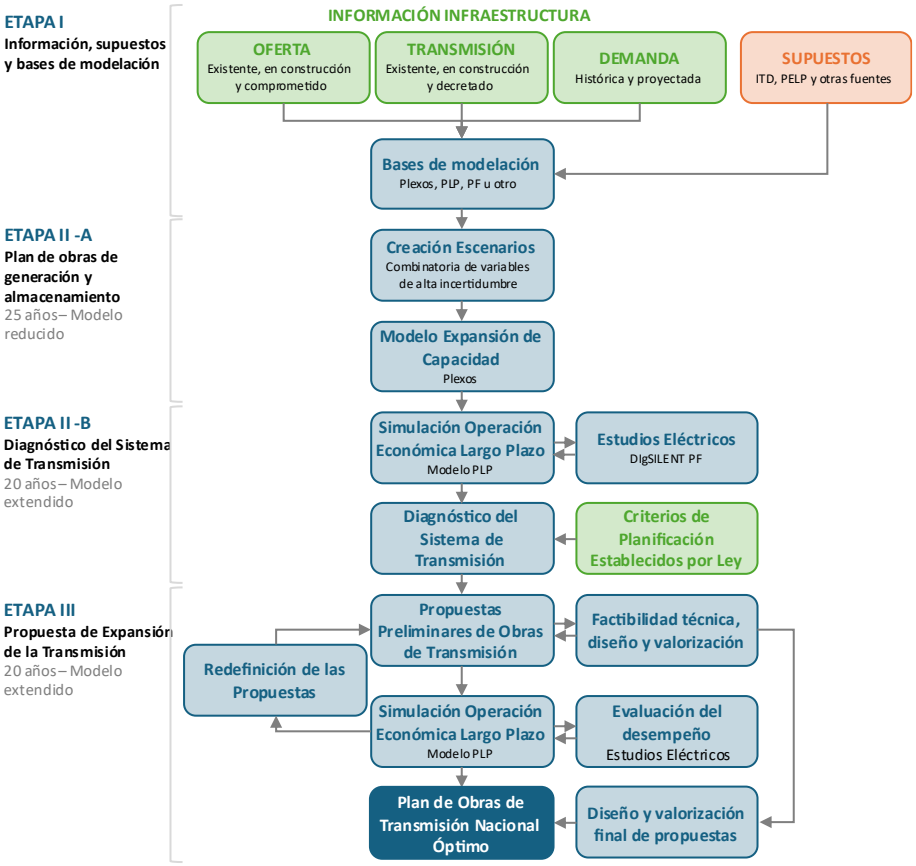


Figura 2-5. Diagrama del proceso de expansión de la transmisión del Sistema de Transmisión Nacional.

En base al proceso presentado en las figuras anteriores, se obtiene el diagnóstico del sistema de transmisión nacional, el cual corresponde al antecedente principal para identificar las congestiones futuras permitiendo así dar lugar al estudio de 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.

2.5 PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

El proceso para la elaboración de la propuesta de expansión de la transmisión abarca tres 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, la formulación y el análisis del desempeño de posibles obras de expansión, la evaluación de dichas soluciones y, finalmente, la elaboración del plan de obras propuestas de transmisión. Estas etapas se presentan esquemáticamente en la Figura 2-6.

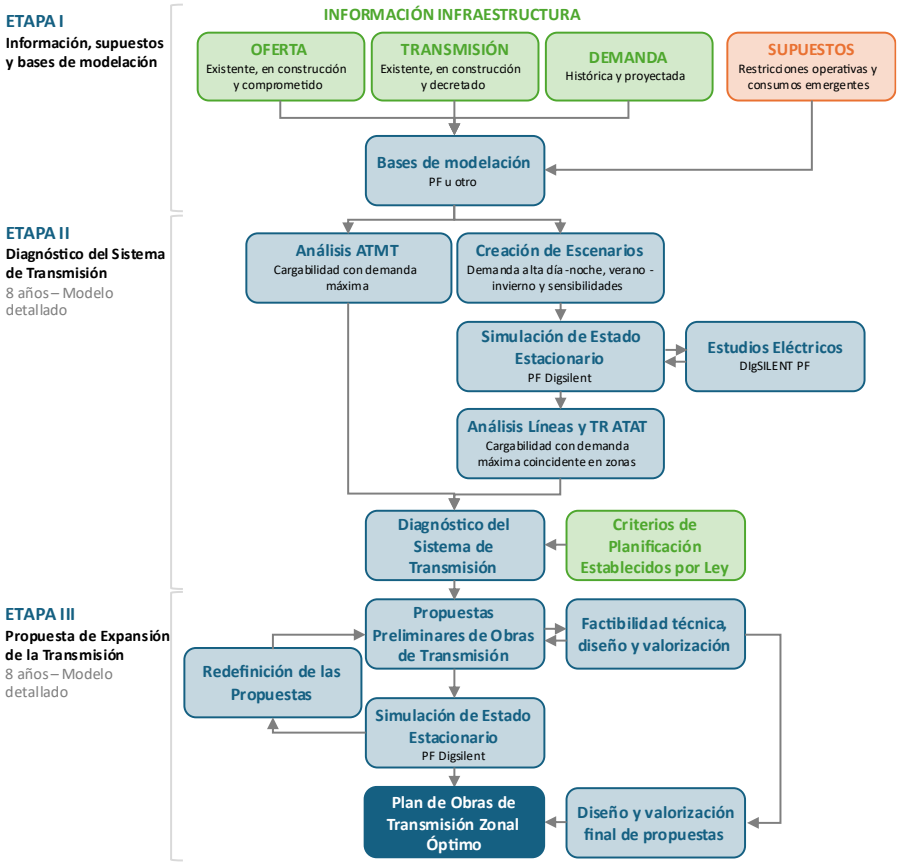


Figura 2-6. Diagrama del proceso de expansión de la transmisión del Sistema de Transmisión Zonal.

La aplicación de la metodología para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se elabora en dos etapas. Una de ellas, corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT; mientras la otra diagnostica los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT. Estas instalaciones son analizadas por separado, dado que las cualidades de uso dichas infraestructuras son de diferente naturaleza, por lo que su diagnóstico se efectúa con distintos criterios. 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.

Asimismo, en el caso de la transmisión zonal, se incluyen supuestos asociados a la operación radial de sistemas de transmisión zonales enmallados, provenientes de la operación del sistema, así como también se incluyen supuestos de consumos emergentes asociados a Datacenter, electromovilidad, desalación y factibilidades de consumo informadas a las empresas distribuidoras, con tal de poder realizar sensibilidades sobre los análisis base.

El periodo de análisis corresponde a 2026-2034, 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 generales sobre la metodología empleada para el diagnóstico de las instalaciones zonales. Los aspectos abordados en dicho documento contemplan la metodología para el diagnóstico de los transformadores AT/MT y la metodología para el diagnóstico de líneas de transmisión y de transformadores AT/AT.

3 CARACTERIZACIÓN DE ESCENARIOS DE DESARROLLO DEL SEN

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La proyección de demanda de largo plazo para el periodo 2026-2046 considera tres escenarios: Bajo, Medio y Alto, con distintos supuestos de crecimiento económico, de crecimiento de los distintos sectores productivos, y de electrificación. Sus diferencias son acotadas inicialmente, pero se incrementan en el largo plazo.

En el año 2026, la demanda total proyectada se sitúa entre 81,9 y 83,4 TWh. Hacia el año 2036, el rango aumenta a entre 109,9 y 126,1 TWh y, al final del horizonte, en el año 2046, alcanza 134,2 TWh en el Escenario Bajo, 147,3 TWh en el Escenario Medio y 165,8 TWh en el Escenario Alto. Respecto de 2026, estos valores representan crecimientos acumulados hacia el final del periodo de aproximadamente 63,9%, 78,3% y 98,8%, equivalentes a tasas medias anuales de 2,5%, 2,9% y 3,5%, respectivamente.

Con respecto a la evolución de la composición de la demanda por tipo de cliente, la Figura 3-1 muestra que, al 2046, los clientes regulados y libres en distribución concentran cerca del 55% de la demanda. La participación de la gran minería del cobre disminuye a entre 24% y 26%, sin implicar necesariamente menor consumo; el hidrógeno verde alcanza entre 8% y 11% y los demás clientes libres se mantienen en entre el 10% y 11% de la demanda energética anual.

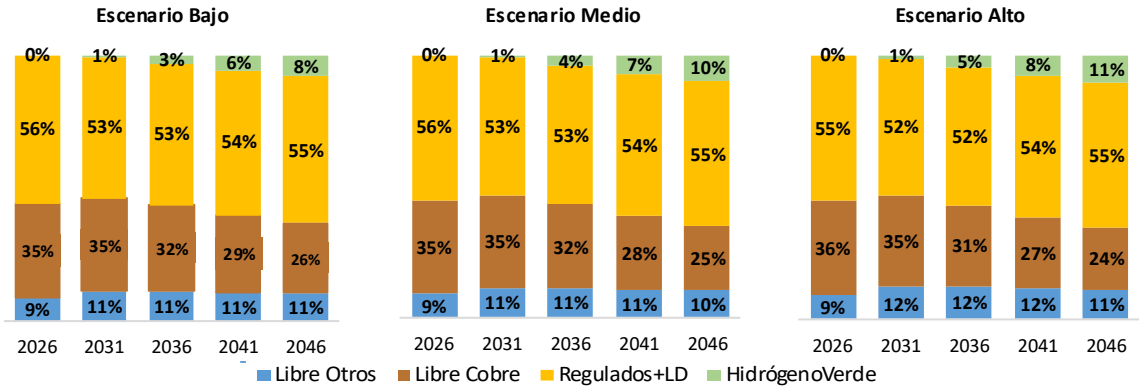


Figura 3-1. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2026-2046.

Finalmente, la Figura 3-2 presenta las proyecciones de demanda eléctrica del SEN para 2026-2046 en los escenarios Bajo, Medio y Alto, mostrando una trayectoria creciente y diferencias que se amplían según los supuestos de crecimiento económico y electrificación.

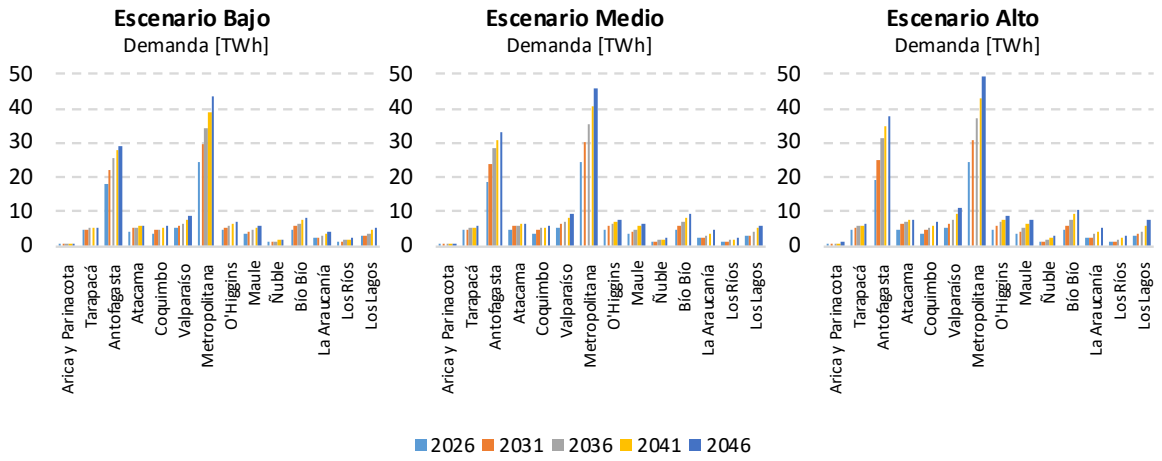


Figura 3-2. Proyección de la demanda energética del SEN por región, periodo 2026-2046.

3.2 PREVISIÓN DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Para el diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional, se incluyen planes de obras de generación y almacenamiento ante distintas alternativas de desarrollo de largo plazo de la transmisión interregional.

Para ello, se seleccionan las alternativas de menor arrepentimiento analizadas en el Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2026, con el fin de evaluarlas bajo escenarios y supuestos actualizados. Se agrupan las alternativas en desarrollos Norte – Centro (NC), Centro – Sur (CS) y combinaciones de ambos (NCS). El análisis principal considera los 7 casos presentados en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Casos de desarrollo de líneas interregionales utilizados en el Plan de Obras de Generación del Coordinador.

Línea	Capacidad	Tipo	Long. [km]	Norte - Centro		Centro - Sur	Norte - Centro - Sur			
				NC III	NC IV	CS I	NCS III	NCS VI	NCS IX	NCS X
Kimal - Jadresic 500 kV	3000 MVA	HVAC-HVDC	300	2038	2042	-	2038	2038	2042	2038
Jadresic - Lo Aguirre 500 kV	2000 MW	HVDC	1100	2042	-	-	2038	2042	2042	2038
Jadresic - Lo Aguirre 500 kV	3000 MW	HVDC	1100	-	2042	-	-	-	-	-
Lo Aguirre - Charrúa 500 kV	1500 MVA	HVAC	500	-	-	2038	2042	2038	2038	2042

En cuanto a la transmisión interregional, ninguna alternativa minimiza los costos totales en todos los escenarios analizados. Por ello, las alternativas se comparan mediante el criterio de minimización del máximo arrepentimiento. Para los escenarios base, el desarrollo de la alternativa CS-I entre las SS/EE Lo Aguirre y Charrúa, de 1500 MVA y con entrada en operación al año 2038, presenta el menor máximo arrepentimiento de 182 MMUSD. Al considerar un escenario seco, la alternativa NC-VI entre

las SS/EE Jadresic y Lo Aguirre, de 2000 MW y con entrada en operación al año 2042, obtiene el mejor resultado, seguida por la de 3000 MW. Asimismo, una mayor demanda aumenta la conveniencia relativa del desarrollo Norte – Centro. Cabe señalar que las subestaciones señaladas son referenciales y su definición queda sujeta a los análisis de la propuesta de Expansión de la Transmisión.

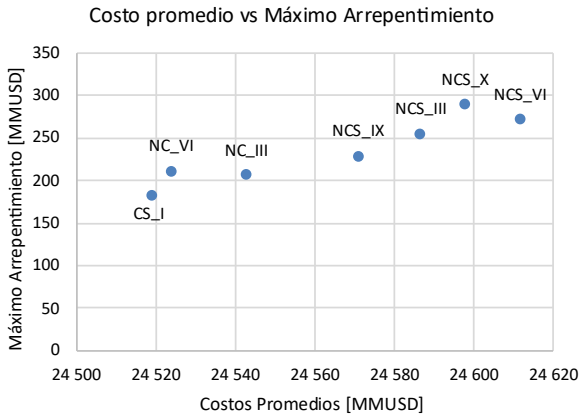


Figura 3-3. Costo promedio y máximo arrepentimiento de los casos de transmisión evaluados.

Con respecto a la expansión de la oferta, los escenarios muestran un crecimiento significativo de la generación solar, baterías y generación eólica. La capacidad adicional a la infraestructura existente, en construcción y comprometida alcanza entre 11 y 16 GW en 2030 y entre 40 y 70 GW en 2047. Predomina la inversión en tecnología solar fotovoltaica y baterías, mientras la generación eólica adquiere mayor relevancia en la zona Sur. Independiente del tipo de desarrollo interregional de largo plazo, todos los escenarios se caracterizan por un gran volumen de capacidad instalada en tecnología Solar FV complementada por BESS en la Región de Antofagasta, sumado al desarrollo de capacidad instalada en tecnología Eólica en la región del Biobío. Entre la Figura 3-4 y la Figura 3-9 se muestra la capacidad instalada proyectada desde 2030 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” publicado por el Coordinador en octubre de 2026.

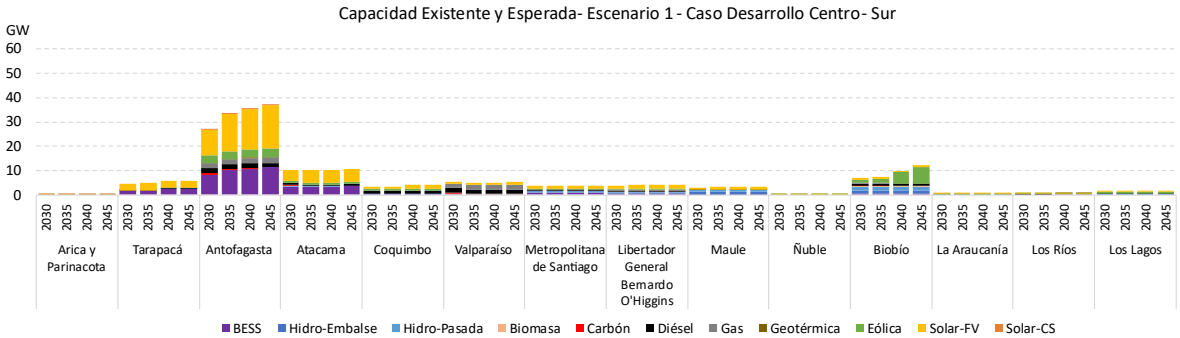


Figura 3-4. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 1, caso de desarrollo Centro - Sur.

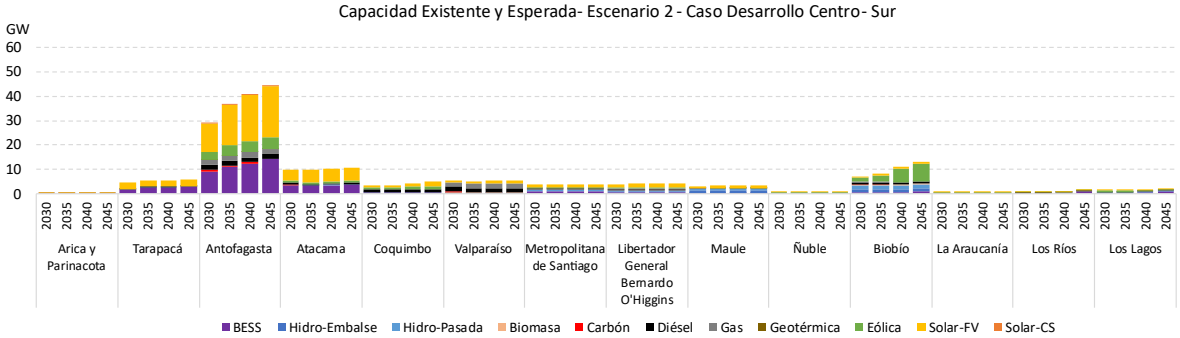


Figura 3-5. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 2, caso de desarrollo Centro - Sur.

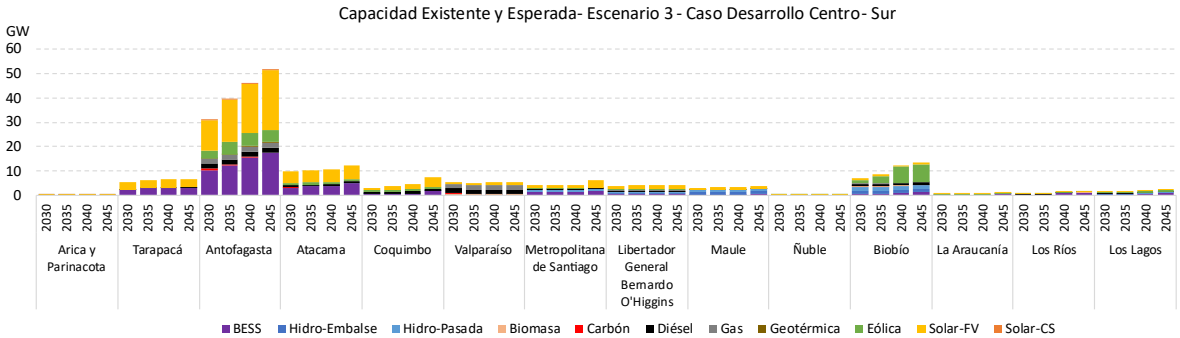


Figura 3-6. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 3, caso de desarrollo Centro - Sur.

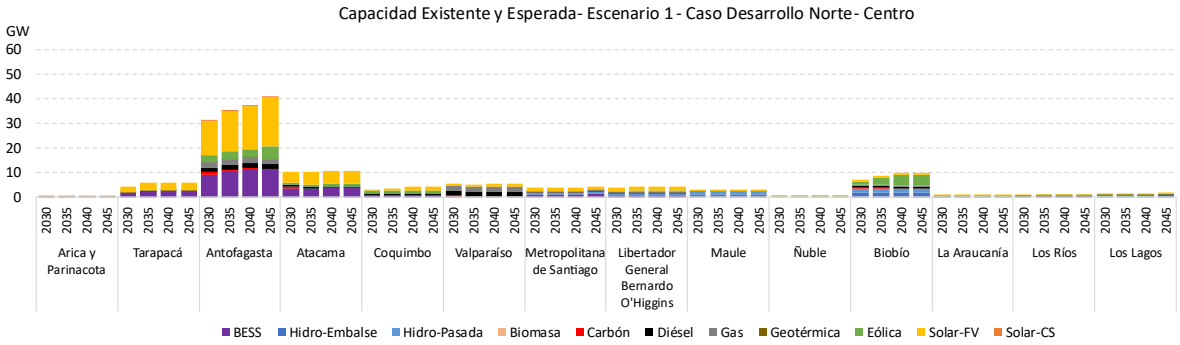


Figura 3-7. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 1, caso de desarrollo Norte - Centro.

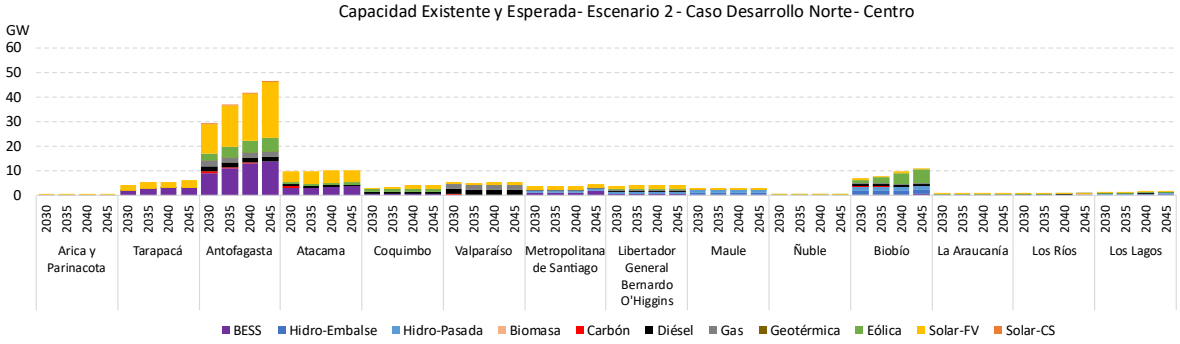


Figura 3-8. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 2, caso de desarrollo Norte - Centro.

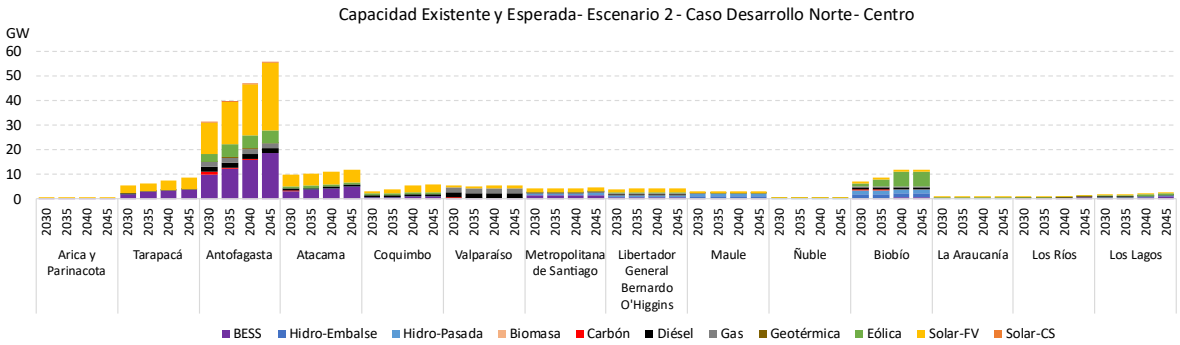


Figura 3-9. Capacidad instalada existente y esperada en el SEN para el escenario 3, caso de desarrollo Norte - Centro.

3.2.1 PROYECCIONES DE COSTOS VARIABLES

El Coordinador emplea una proyección de los 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, los pronósticos más extensos llegan hasta el año 2037.

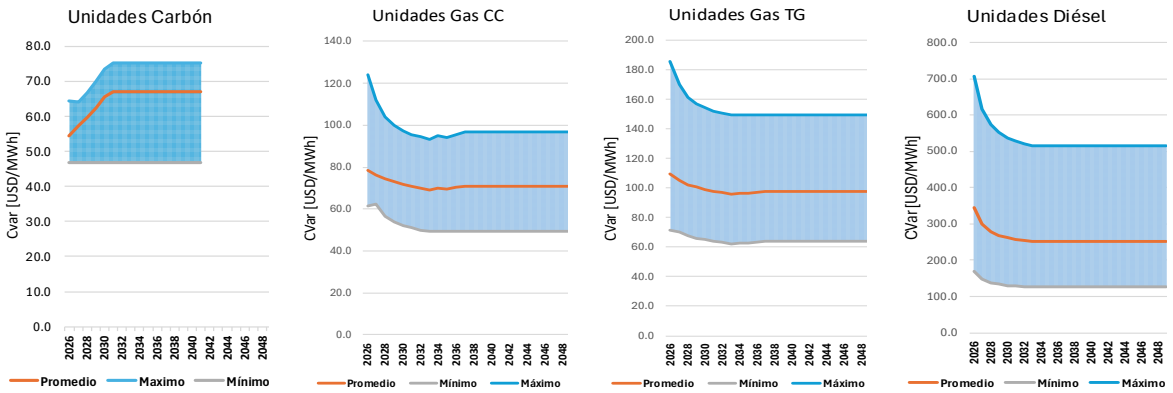


Figura 3-10. Proyección de costo variable de unidades térmicas.

En la Figura 3-10 se muestran 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 2040, puesto que los escenarios empleados contemplan la operación de unidades generadoras de esta tecnología solo hasta entorno 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 DIAGNÓSTICO

4.1 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1.1 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SEN Y ANÁLISIS DE CONGESTIONES

En esta sección se presenta la oferta de generación del SEN para el año 2027, así como la proyección de la capacidad futura instalada en los años 2030, 2035, 2040 y 2045. Posteriormente, se presentan 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. Las congestiones son cuantificadas a través de la probabilidad del tiempo en congestión mediante la siguiente formula.

$$P_{Congestion} = \frac{\sum h_{congestion}}{Simulaciones \times \sum h_{totales}} \quad (1)$$

Complementariamente, se incluyen gráficos de excedencia de flujos para las principales instalaciones con congestiones previstas. La totalidad de estos gráficos se encuentra disponible en el Anexo I – Uso Esperado del Sistema de Transmisión. Para este análisis se utilizan como referencia los gráficos del caso de desarrollo interregional Centro – Sur, por ser la alternativa más favorable según el criterio de mínimo arrepentimiento de la etapa de Plan de Obras de Generación y presentar efectos más tempranos sobre el sistema de transmisión.

Cabe señalar que los gráficos de capacidad instalada presentan doble contabilización de la potencia para unidades generadoras capaces de operar con más de un tipo de insumo energético. En consecuencia, la capacidad instalada total representada es superior a la que se obtendría al contabilizar la unidad exclusivamente según su insumo principal de generación.

4.1.1.1 Norte Grande

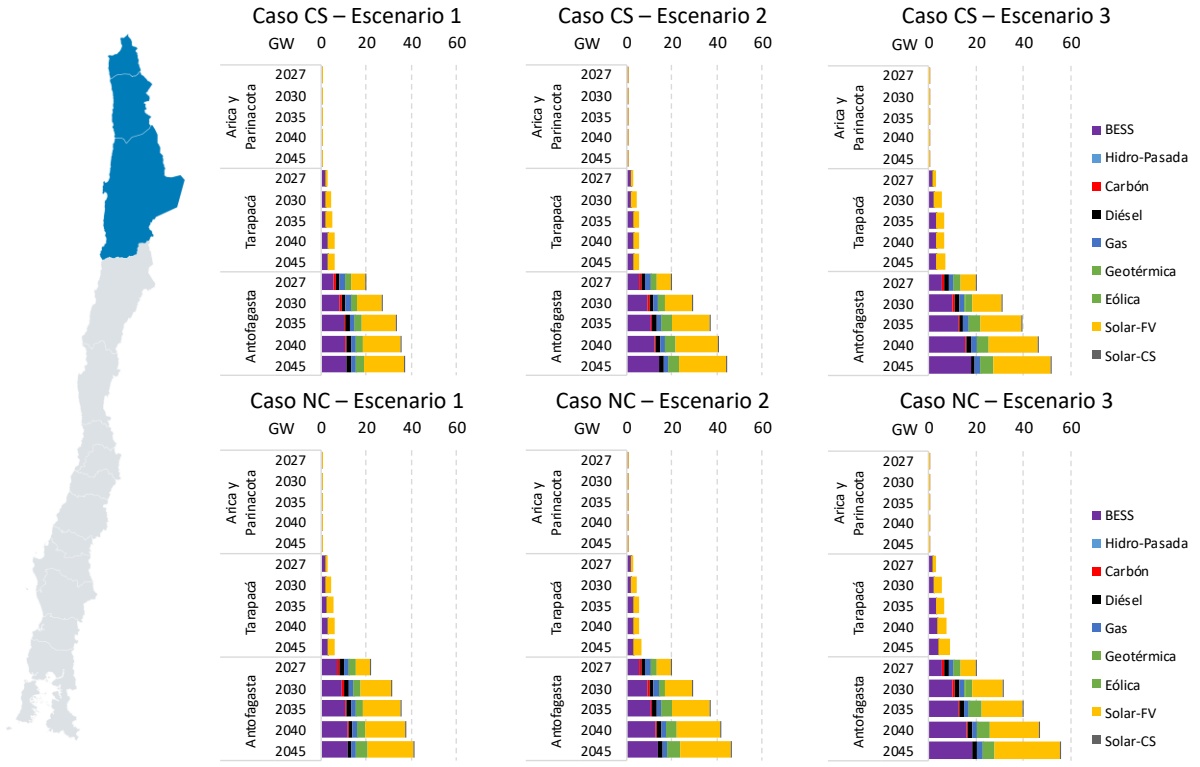


Figura 4-1. Capacidad instalada acumulada en regiones del Norte Grande.

Se prevé que la expansión en la capacidad instalada del Norte Grande represente entre el 49% y 65% de la nueva capacidad prevista para el SEN al año 2047, y 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.

Tabla 4-1. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Grande. Caso desarrollo interregional centro – sur.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
Kimal500->Kimal220	E01	0%	5%	14%	14%	13%	0%	5%	13%	8%	13%
	E02	0%	10%	13%	7%	12%	0%	8%	9%	5%	9%
	E03	0%	14%	12%	12%	18%	0%	13%	10%	7%	10%
NvaChuquicamata220->Kimal220	E01	0%	4%	2%	5%	7%	0%	6%	2%	3%	3%
	E02	0%	10%	6%	9%	14%	0%	10%	2%	3%	7%
	E03	0%	10%	5%	12%	17%	0%	13%	3%	6%	9%
Calama220->NvaChuquicamata220	E01	0%	0%	10%	16%	17%	0%	0%	9%	5%	10%
	E02	0%	2%	15%	16%	19%	0%	3%	6%	5%	12%
	E03	0%	2%	14%	18%	20%	0%	4%	7%	11%	12%
Atacama220->Miraje220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	9%	11%	0%	0%	0%	8%	14%
	E03	0%	0%	2%	20%	20%	0%	0%	1%	19%	23%

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
LosChangos500->LosChangos220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%	13%
	E03	0%	0%	0%	14%	24%	0%	0%	0%	15%	22%
Andes220->MonteMina220	E01	5%	10%	21%	28%	34%	7%	15%	17%	19%	29%
	E02	6%	10%	24%	28%	36%	7%	14%	18%	21%	32%
	E03	6%	13%	24%	26%	32%	7%	13%	18%	22%	29%
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	22%	0%	0%	0%	0%	23%	0%	0%	0%	0%
	E02	24%	0%	0%	0%	5%	24%	0%	0%	0%	3%
	E03	24%	0%	1%	0%	1%	24%	0%	1%	1%	1%
Jadresic500->Jadresic220	E01	8%	0%	1%	1%	3%	7%	0%	0%	0%	1%
	E02	9%	0%	2%	4%	9%	7%	0%	2%	4%	5%
	E03	9%	0%	7%	6%	10%	8%	0%	5%	6%	8%
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01		0%	12%	20%	25%		1%	11%	22%	28%
	E02		2%	17%	25%	30%		1%	21%	30%	34%
	E03		5%	19%	29%	35%		3%	24%	33%	38%

Tabla 4-2. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Grande. Caso desarrollo interregional norte – centro.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
Jadresic500->LoAguirre500_HVDC	E01					2%					2%
	E02					2%					2%
	E03					1%					2%
Kimal500->Kimal220	E01	0%	5%	14%	11%	3%	0%	4%	13%	8%	1%
	E02	0%	9%	12%	8%	3%	0%	8%	9%	6%	1%
	E03	0%	15%	11%	13%	12%	0%	12%	10%	8%	10%
NvaChuquicamata220->Kimal220	E01	0%	4%	2%	6%	9%	0%	6%	2%	2%	3%
	E02	0%	10%	6%	11%	13%	0%	10%	2%	3%	7%
	E03	0%	12%	5%	14%	18%	0%	13%	2%	7%	10%
Calama220->NvaChuquicamata220	E01	0%	0%	11%	17%	18%	0%	0%	9%	5%	8%
	E02	0%	2%	15%	17%	19%	0%	3%	6%	6%	11%
	E03	0%	3%	17%	18%	21%	0%	5%	8%	11%	14%
Atacama220->Miraje220	E01	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	4%
	E02	0%	0%	0%	9%	19%	0%	0%	0%	7%	21%
	E03	0%	0%	2%	19%	33%	0%	0%	0%	19%	33%
LosChangos500->LosChangos220	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	4%
	E03	0%	0%	0%	15%	23%	0%	0%	0%	16%	22%
Andes220->MonteMina220	E01	5%	11%	22%	29%	37%	7%	14%	18%	20%	33%
	E02	5%	10%	24%	31%	38%	7%	13%	18%	24%	34%
	E03	6%	13%	25%	26%	38%	7%	12%	18%	21%	36%
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	22%	0%	0%	0%	0%	23%	0%	0%	0%	0%
	E02	24%	0%	0%	0%	1%	24%	0%	0%	0%	1%
	E03	24%	0%	1%	1%	0%	24%	0%	1%	1%	1%
Jadresic500->Jadresic220	E01	8%	0%	1%	1%	12%	7%	0%	0%	0%	8%
	E02	9%	0%	2%	5%	15%	7%	0%	2%	4%	11%
	E03	9%	0%	7%	7%	11%	8%	0%	5%	7%	11%
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01		0%	12%	22%	19%		1%	11%	22%	20%
	E02		2%	17%	26%	23%		1%	20%	32%	25%
	E03		5%	20%	30%	26%		4%	25%	32%	24%

Sobre el entorno de la S/E Kimal, se prevé en el mediano y largo plazo altas probabilidades de posible congestión en horario diurno en el tramo de transformación 500/220 kV, superando el 12% en todos los escenarios desde 2035. 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 una mezcla de generación solar fotovoltaica, cuya capacidad instalada crece continuamente en el horizonte estudiado. Asimismo, el incremento proyectado de la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento en el entorno de S/E Kimal

contribuye a la aparición de congestiones durante el horario nocturno, producto de la inyección de energía almacenada.

En la línea 2x220 Laberinto – Kimal se prevén congestiones tanto en horario diurno como nocturno para media y alta demanda, asociados al crecimiento del parque generador y de los sistemas de almacenamiento en la zona.

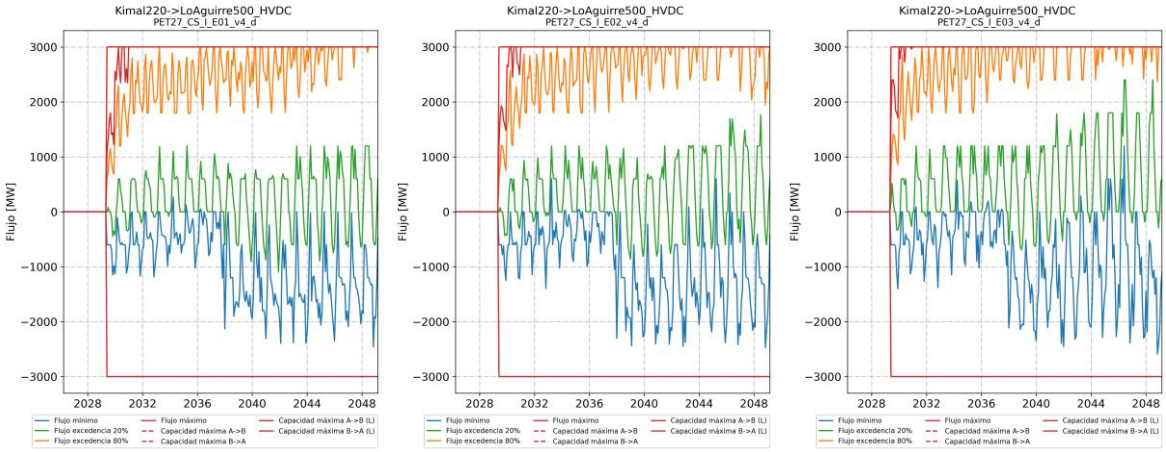


Figura 4-2. Uso esperado tramo HVDC 2x600 kV Kimal – Lo Aguirre.

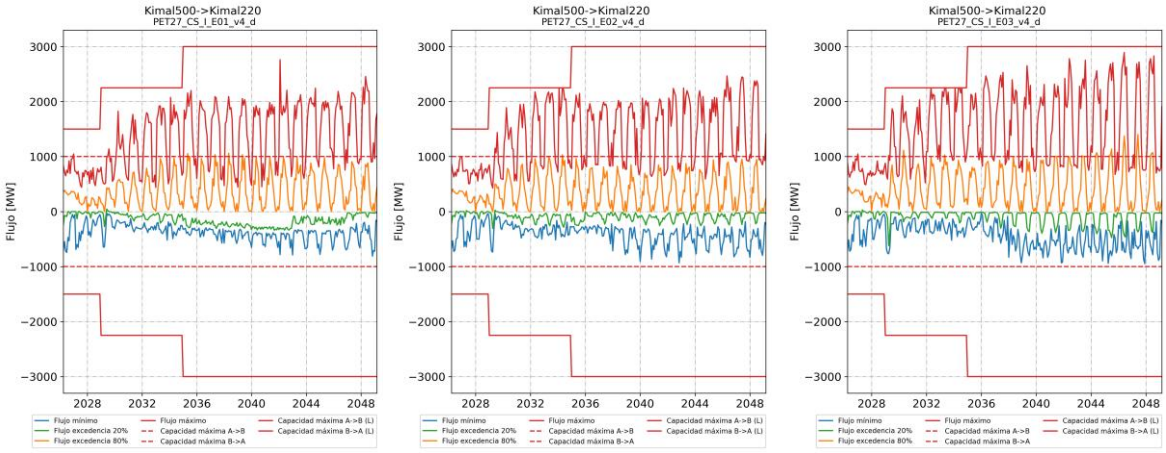


Figura 4-3. Uso esperado tramo S/E Kimal 500/220 kV.

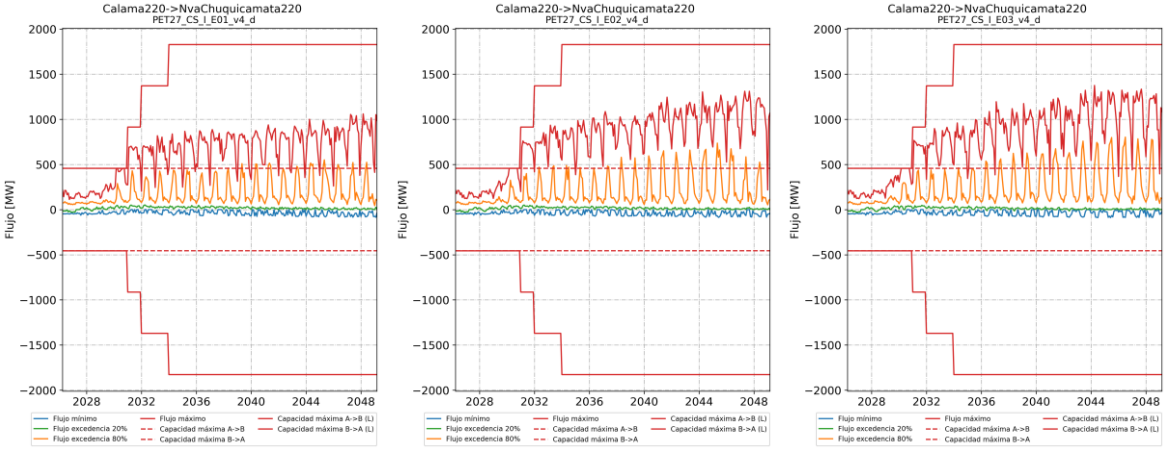


Figura 4-4. Uso esperado tramo 2x220 kV Calama – Nueva Chuquicamata.

Para la línea 2x220 Calama – Nueva Chuquicamata, se prevé en el mediano y largo plazo altas probabilidades de congestión en horario diurno, superando el 10% en todos los escenarios de demanda desde el 2035. Lo anterior se explica por el crecimiento sostenido de generación solar fotovoltaica en el horizonte de estudio, específicamente en la S/E Calama. Los flujos de potencia provenientes desde S/E Calama a S/E Nueva Chuquicamata pasan principalmente hacia la S/E Kimal para su posterior transporte a través del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, con destino a los centros de consumo de la zona centro del país.

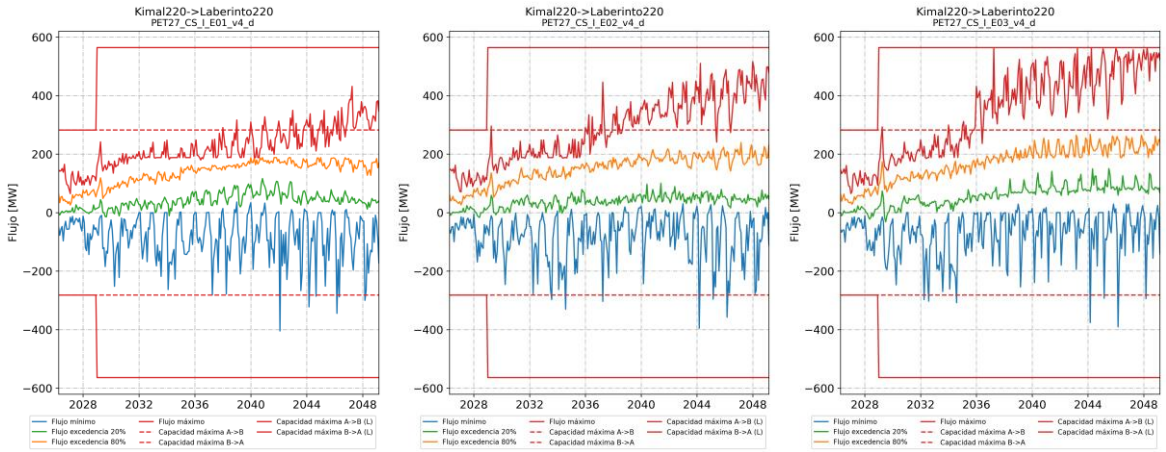


Figura 4-5. Uso esperado tramo 2x220 kV Kimal – Laberinto.

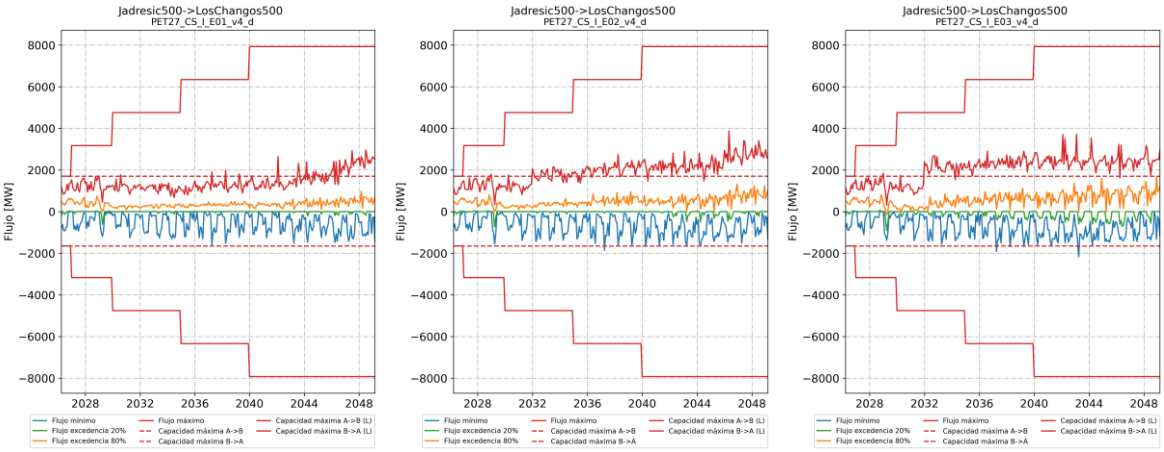


Figura 4-6. Uso esperado tramo 2x500 kV Jadresic – Los Changos.

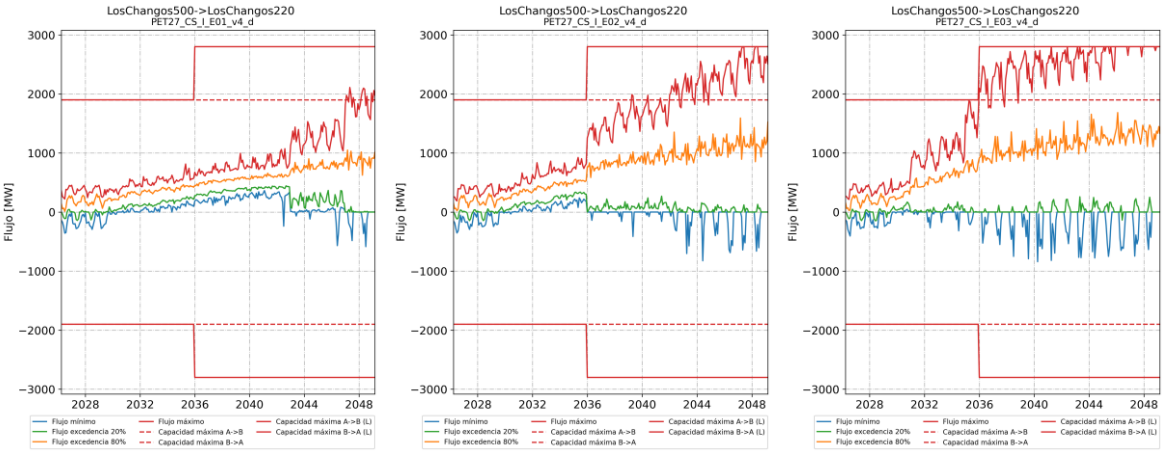


Figura 4-7. Uso esperado tramo S/E Los Changos 500/220 kV.

Sobre el entorno de la S/E Los Changos, se prevé desde 2040 altas probabilidades de posible congestión en horario diurno y nocturno en el tramo de transformación 500/220 kV, superando el 13% en el escenario de demanda alta, por otro lado, para el escenario de demanda media se esperan altas probabilidades de congestión desde el 2045. Este comportamiento en los escenarios de demanda media y alta se debe principalmente al aumento sostenido en el horizonte de estudio de la demanda en la S/E Los Changos.

Por otro lado, congestiones anteriormente previstas en la transformación 500/220 kV en S/E Jadresic se mantendrían acotadas a menos del 10% de tiempo en congestión, debido al cambio en la matriz de generación proyectada para el Norte Grande, pasando desde una combinación de solar – eólica, hacia una predominantemente solar con almacenamiento.

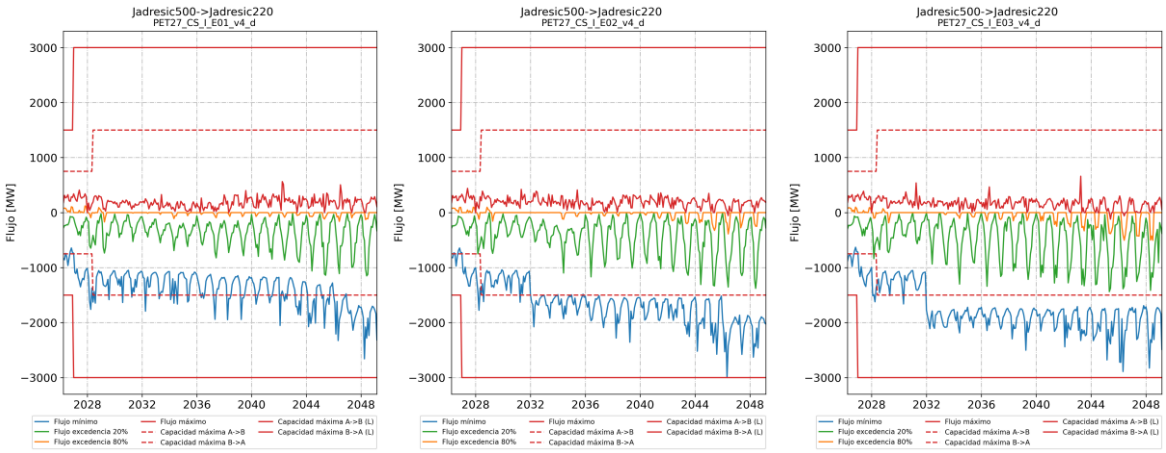


Figura 4-8. Uso esperado tramo S/E Jadresic 500/220 kV.

Para la línea 2x220 Andes – Monte Mina, se prevé en el mediano y largo plazo altas probabilidades de congestión en horario diurno y nocturno, superando el 17% en todos los escenarios desde el 2035. Lo anterior se explica por el crecimiento sostenido de generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio. 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.

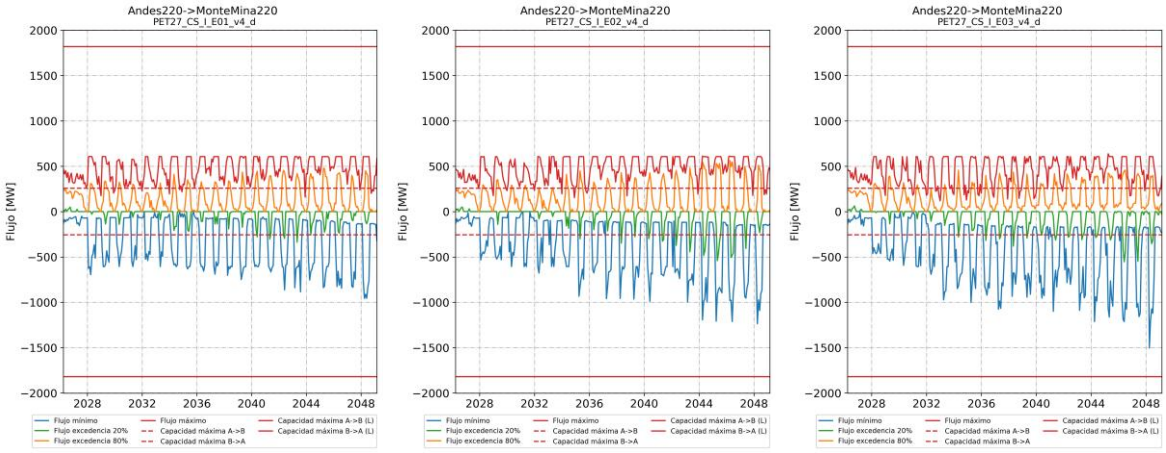


Figura 4-9. Uso esperado tramo 2x220 kV Andes – Monte Mina.

4.1.1.1 Norte Chico

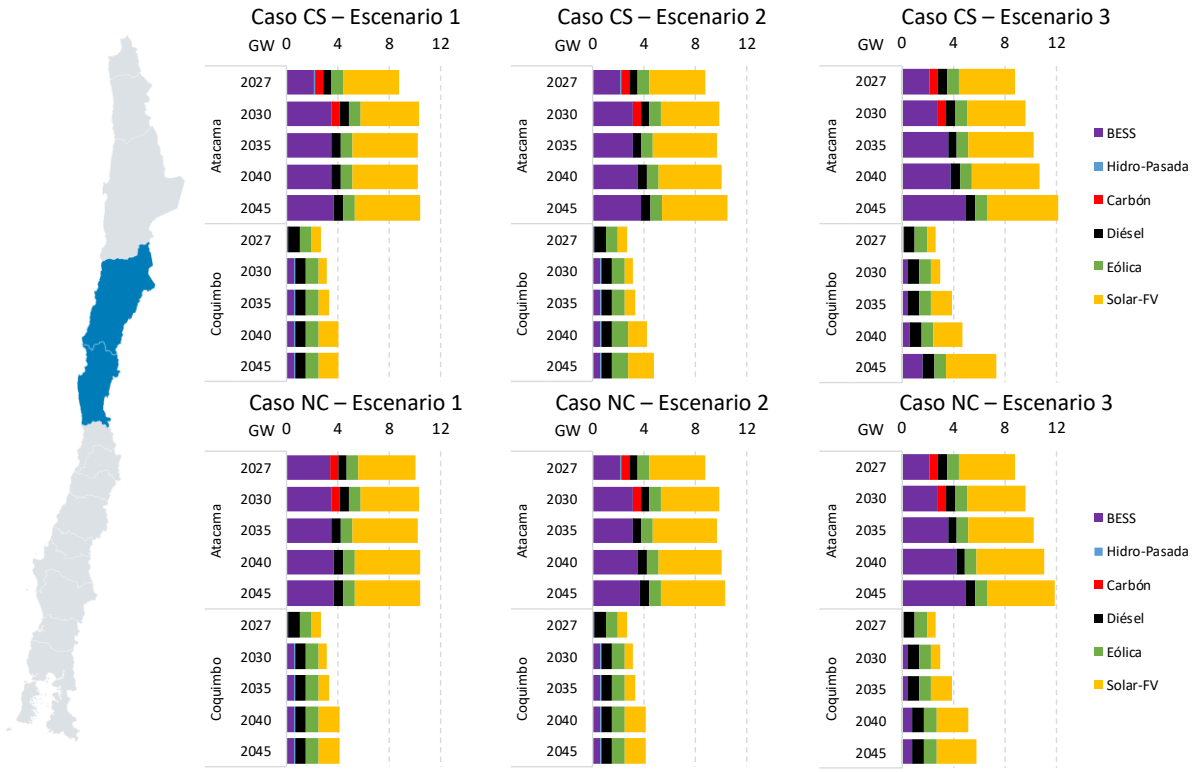


Figura 4-10. Capacidad instalada acumulada en regiones del Norte Chico.

En el Norte Chico, al igual que en Norte Grande, pero en menor magnitud, predomina la mezcla de capacidad instalada en tecnología solar fotovoltaica junto con sistemas de almacenamiento BESS. Se puede observar que el mayor cambio en el desarrollo ocurre entre 2027 y 2030, para luego estacionarse en el largo plazo.

Tabla 4-3. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Chico. Caso desarrollo interregional centro – sur.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
PuntaColorada220->DonHector220	E01	1%	4%	9%	11%	18%	2%	7%	6%	8%	16%
	E02	0%	6%	12%	11%	18%	2%	6%	8%	10%	16%
	E03	1%	5%	7%	11%	15%	2%	4%	4%	11%	14%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	E01	2%	0%	1%	2%	6%	4%	0%	0%	1%	6%
	E02	2%	0%	1%	4%	7%	5%	0%	1%	2%	10%
	E03	2%	0%	2%	6%	10%	5%	0%	1%	5%	15%
Polpaico500->NvaPAzucar500	E01	0%	0%	0%	2%	6%	0%	0%	0%	1%	5%
	E02	0%	0%	1%	3%	5%	0%	0%	0%	2%	6%
	E03	0%	0%	1%	3%	15%	0%	0%	0%	5%	17%

Tabla 4-4. Probabilidad de congestión esperada en el Norte Chico. Caso desarrollo interregional norte – centro.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
PuntaColorada220->DonHector220	E01	1%	3%	8%	10%	7%	2%	7%	5%	8%	6%
	E02	0%	7%	10%	10%	9%	2%	6%	7%	11%	9%
	E03	1%	5%	7%	12%	15%	2%	4%	4%	9%	15%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	E01	2%	0%	0%	2%	1%	5%	0%	0%	1%	1%
	E02	2%	0%	2%	4%	0%	5%	0%	0%	3%	2%
	E03	2%	0%	2%	6%	4%	5%	0%	1%	5%	7%
Polpaico500->NvaPAzucar500	E01	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
	E02	0%	0%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
	E03	0%	0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	4%	1%

Las probabilidades de congestión que se prevé en esta zona se deben principalmente a la baja capacidad de las líneas de 220 kV del corredor antiguo, en conjunto con el crecimiento sostenido de generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio. Asimismo, se prevé un incremento, aunque en menor medida, de la capacidad instalada eólica en la zona.

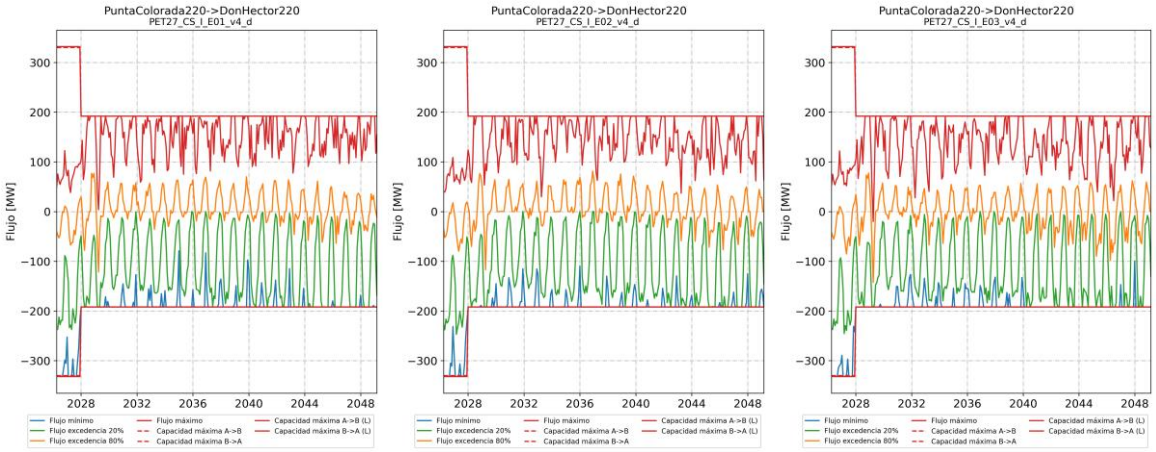


Figura 4-11. Uso esperado tramo 2x220 kV Punta Colorada – Don Hector.

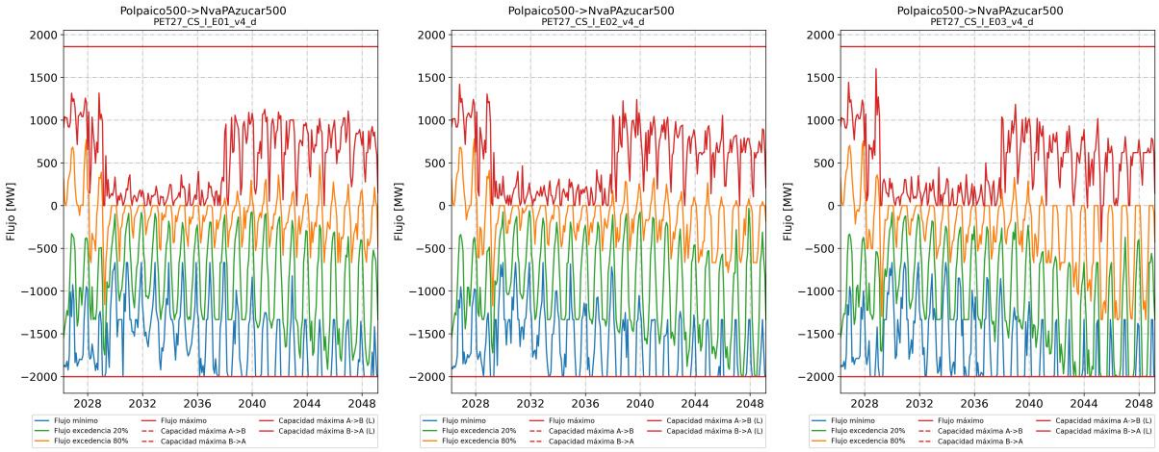


Figura 4-12. Uso esperado tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

La línea 2x500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar se ve beneficiada por el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, ya que dicho enlace reduce la probabilidad de congestiones en horario diurno desde su entrada en operación el año 2029. No obstante, ante un escenario de demanda alta, entre el año 2040 y el año 2045 incrementa la probabilidad de congestiones hasta un máximo de 17%. Los escenarios de demanda baja y media exhiben congestiones atenuadas, llegando a probabilidades de congestión en horario diurno sobre 5% y 6% en el largo plazo. En horario nocturno y alta demanda, se esperan congestiones de hasta 17% entre el año 2040 y el año 2045. Este comportamiento se justifica principalmente por el crecimiento sostenido de sistemas de almacenamiento durante el horizonte de estudio en las S/E Nueva Pan de Azúcar y S/E Polpaico.

4.1.1.1 Centro

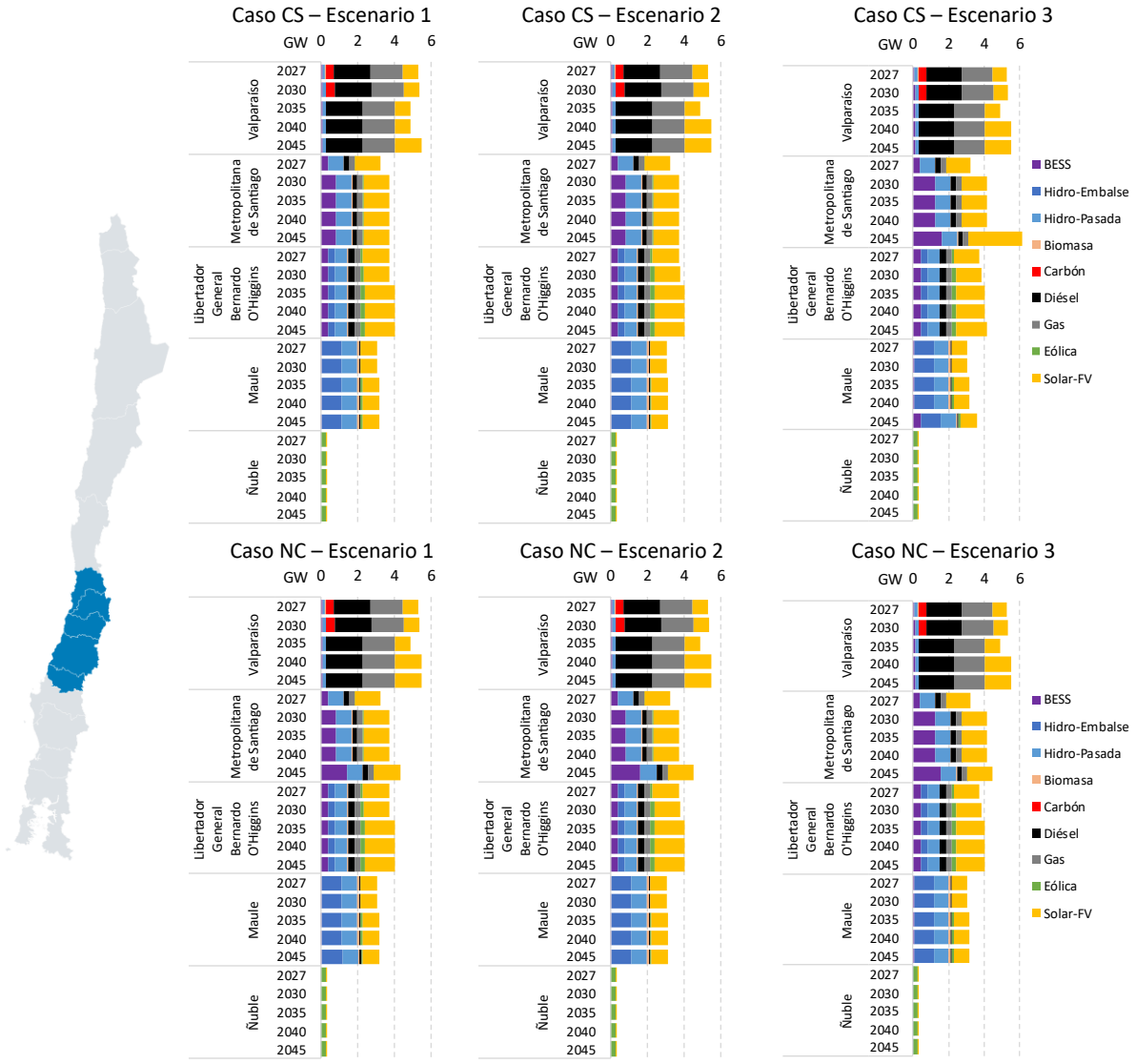


Figura 4-13. Capacidad instalada acumulada en regiones del Centro.

En la zona Centro, en la Región Metropolitana, solo se espera desarrollo de sistemas de almacenamiento BESS entre 470 MW y 870 MW al año 2030. Mientras que en la Región de O'Higgins se espera alcanzar 1,6 GW en tecnología solar fotovoltaica al año 2035 para todos los escenarios independiente del nivel de demanda. En la figura anterior, se presenta el gráfico de potencia instalada en la zona Centro. Por otro lado, al igual que en el Norte Chico, la Región de Valparaíso ve disminuida

su capacidad instalada en 2035 debido a la descarbonización, sustituida hacia 2040 con capacidad instalada en tecnología solar fotovoltaica.

Tabla 4-5. Probabilidad de congestión esperada en la zona Centro. Caso desarrollo interregional centro – sur.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
SanLuis220->AguaSanta220	E01	0%	0%	1%	1%	9%	0%	0%	0%	0%	6%
	E02	0%	0%	1%	4%	16%	0%	0%	0%	1%	12%
	E03	0%	0%	2%	10%	26%	1%	0%	1%	4%	26%
Polpaico500->Polpaico220	E01	0%	11%	51%	63%	74%	0%	9%	47%	55%	75%
	E02	0%	15%	60%	65%	79%	0%	11%	60%	58%	85%
	E03	0%	20%	64%	76%	85%	0%	17%	64%	82%	91%
Lampa220->Polpaico220	E01	0%	8%	33%	45%	61%	0%	10%	29%	40%	58%
	E02	0%	10%	35%	52%	70%	0%	8%	29%	46%	66%
	E03	0%	12%	41%	49%	68%	0%	12%	38%	47%	67%
LoAguirre500->Polpaico500	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%
LoCampino220->Lampa220	E01		0%	0%	2%	12%		0%	0%	1%	11%
	E02		0%	0%	6%	24%		0%	0%	3%	22%
	E03		0%	0%	11%	29%		0%	0%	9%	25%
LoAguirre500->LoAguirre220	E01	0%	12%	42%	72%	92%	0%	14%	31%	68%	90%
	E02	0%	16%	48%	79%	96%	0%	13%	39%	78%	94%
	E03	0%	24%	53%	89%	94%	0%	19%	49%	89%	95%
AltoJahuel500->LoAguirre500	E01	7%	7%	6%	0%	0%	14%	12%	9%	2%	1%
	E02	6%	5%	7%	0%	0%	14%	11%	12%	2%	1%
	E03	6%	4%	8%	0%	0%	15%	9%	11%	1%	0%
AltoMelipilla220->AltoMelipilla220Aux	E01	0%	1%	1%	4%	10%	0%	3%	2%	4%	10%
	E02	0%	0%	2%	8%	14%	0%	1%	4%	9%	15%
	E03	0%	0%	5%	16%	23%	0%	1%	6%	16%	26%
AltoJahuel500->AltoJahuel220	E01	0%	0%	1%	9%	22%	0%	0%	0%	5%	15%
	E02	0%	0%	3%	13%	30%	0%	0%	0%	9%	24%
	E03	0%	0%	2%	25%	35%	0%	0%	0%	19%	32%
Ancoa500->AltoJahuel500	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LoAguirre500->Charrua500	E01				12%	23%				18%	22%
	E02				18%	19%				20%	20%
	E03				20%	15%				20%	16%

Tabla 4-6. Probabilidad de congestión esperada en la zona Centro. Caso desarrollo interregional norte - centro.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
SanLuis220->AguaSanta220	E01	0%	0%	1%	2%	10%	0%	0%	0%	0%	5%
	E02	0%	0%	1%	5%	16%	0%	0%	0%	1%	11%
	E03	0%	0%	2%	11%	22%	0%	0%	1%	5%	23%
Polpaico500->Polpaico220	E01	0%	11%	50%	62%	79%	0%	9%	47%	58%	80%
	E02	0%	15%	60%	65%	84%	0%	12%	60%	63%	85%
	E03	0%	22%	65%	78%	91%	0%	18%	64%	81%	93%
Lampa220->Polpaico220	E01	0%	8%	33%	48%	63%	0%	11%	29%	41%	59%
	E02	0%	10%	35%	51%	70%	0%	8%	30%	45%	66%
	E03	0%	12%	41%	51%	76%	0%	12%	37%	48%	72%
LoAguirre500->Polpaico500	E01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E02	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	E03	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LoCampino220->Lampa220	E01		0%	0%	2%	10%		0%	0%	0%	5%
	E02		0%	0%	6%	14%		0%	0%	4%	8%
	E03		0%	0%	11%	19%		0%	0%	10%	19%
LoAguirre500->LoAguirre220	E01	0%	11%	41%	67%	91%	0%	14%	31%	65%	87%
	E02	0%	17%	48%	77%	95%	0%	13%	40%	77%	92%
	E03	0%	23%	54%	87%	99%	0%	20%	50%	88%	98%
AltoJahuel500->LoAguirre500	E01	7%	6%	6%	10%	15%	15%	10%	10%	14%	19%
	E02	6%	6%	6%	12%	19%	14%	12%	12%	13%	25%
	E03	6%	5%	8%	14%	28%	15%	9%	12%	15%	33%
AltoMelipilla220->AltoMelipilla220Aux	E01	0%	1%	1%	5%	9%	0%	2%	2%	8%	8%
	E02	0%	1%	2%	8%	14%	0%	2%	4%	9%	15%
	E03	0%	0%	5%	18%	23%	0%	1%	6%	16%	23%
AltoJahuel500->AltoJahuel220	E01	0%	0%	1%	10%	23%	0%	0%	0%	5%	16%
	E02	0%	0%	3%	13%	37%	0%	0%	0%	10%	32%
	E03	0%	0%	3%	28%	56%	0%	0%	1%	21%	52%
Ancoa500->AltoJahuel500	E01	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%
	E02	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	2%
	E03	0%	0%	0%	4%	3%	0%	0%	0%	3%	3%

La Tabla 4-5 y la Tabla 4-6 muestran las probabilidades de congestión en las líneas de la zona Centro, durante el día y noche. Los problemas de la Región Metropolitana se enfocan principalmente en el sector norponiente de la región, así como también en el largo plazo en la zona sur en la SS/EE Alto Jahuel, en ambos casos asociados al abastecimiento de la demanda. Por otro lado, en el largo plazo se esperan congestiones entre las SS/EE Alto Melipilla y Lo Aguirre debido a la generación ERV esperada en la Región de O'Higgins.

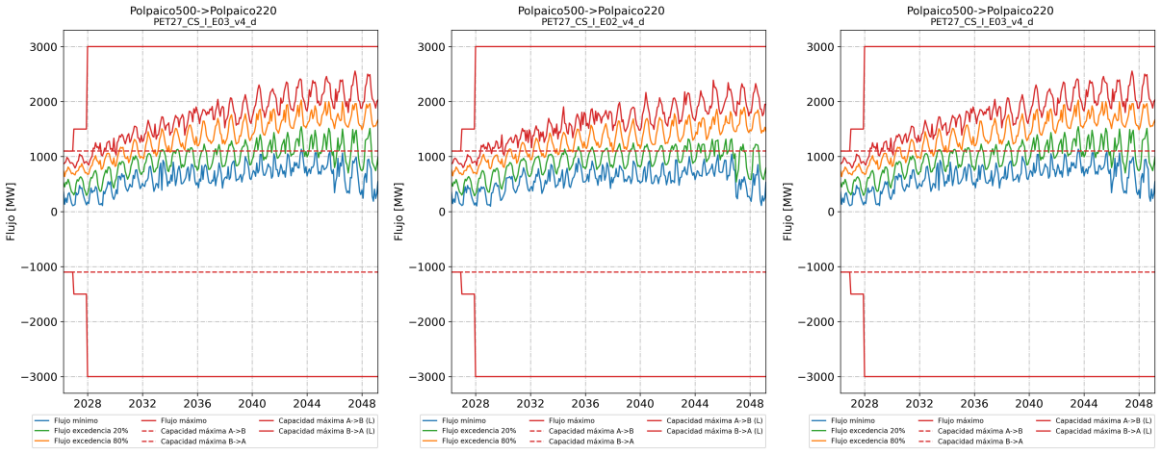


Figura 4-14. Uso esperado tramo Polpaico 500/220 kV en la Región Metropolitana.

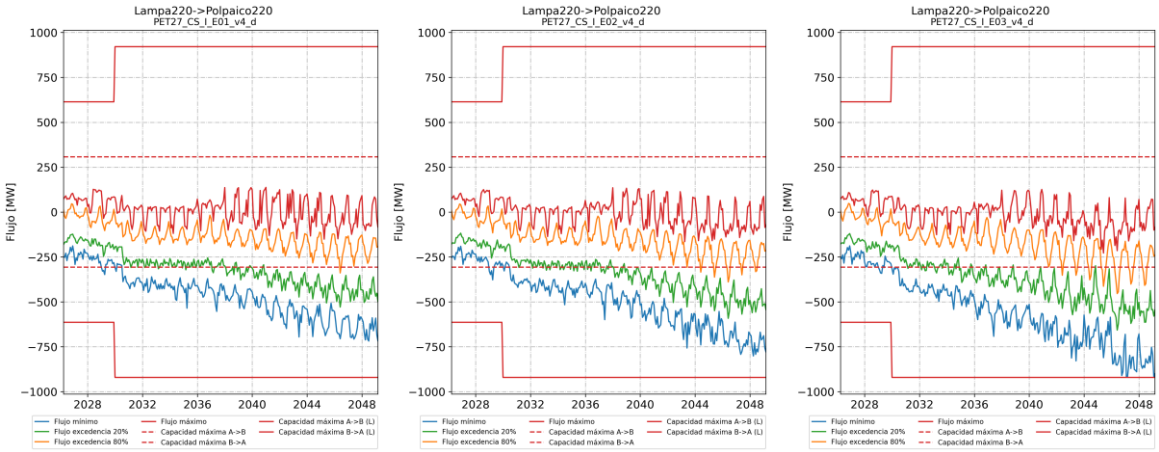


Figura 4-15. Uso esperado tramo 2x220 kV Polpaico – Lampa.

Cabe señalar que anteriormente se ha analizado la congestión en S/E Polpaico, y se ha concluido que la expansión de la capacidad de transformación en dicha subestación es contraproducente con las congestiones esperadas en el tramo 2x220 kV Polpaico – Lampa – Lo Campino, por lo que las soluciones a esta problemática deberían estar más enfocadas a nuevas subestaciones 500/220 kV o la ampliación de la capacidad de transformación en S/E Lo Aguirre.

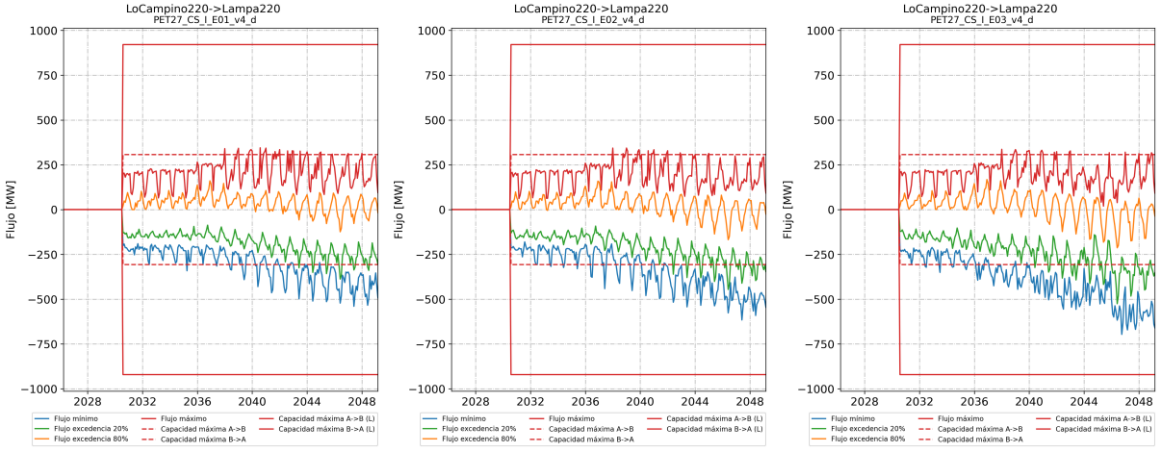


Figura 4-16. Uso esperado tramo 2x220 kV Lo Campino – Lampa.

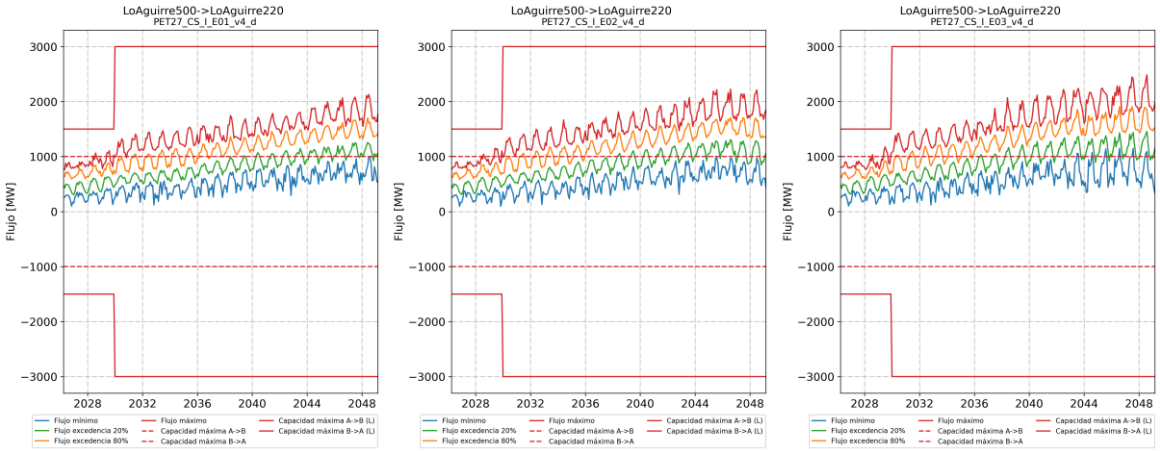


Figura 4-17. Uso esperado tramo Lo Aguirre 500/220 kV en la Región Metropolitana.

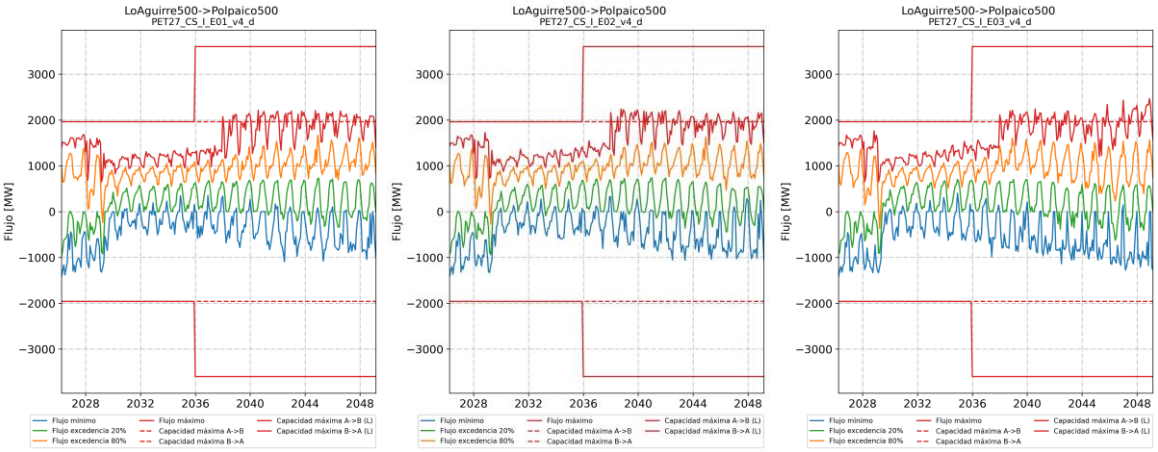


Figura 4-18. Uso esperado tramo 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre.

En las líneas de 500 kV de la Región Metropolitana se prevén elevados flujos desde sur a norte, aunque sin probabilidades significativas de congestión, con excepción de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre. En este tramo, el cambio de alcance en el aumento de capacidad establecido mediante el Decreto N°15T de 2026 del Ministerio de Energía, de 3000 MVA a 1950 MVA, resultaría insuficiente, previéndose congestiones superiores al 10% de las horas del año en el largo plazo. Estas congestiones generarían desacoples de costos marginales entre las SS/EE Alto Jahuel y Lo Aguirre, según lo señalado en la sección 4.1.2.

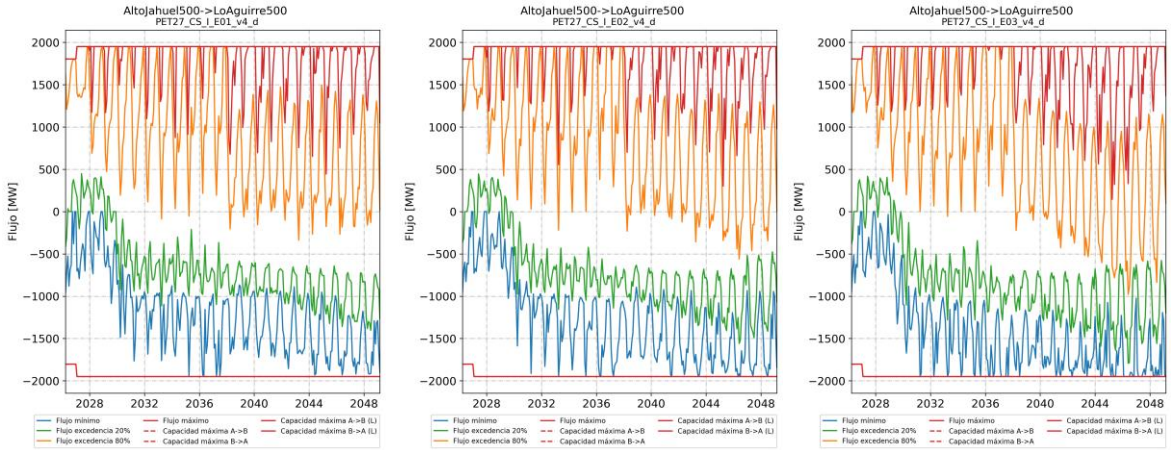


Figura 4-19. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel. Caso desarrollo interregional centro – sur.

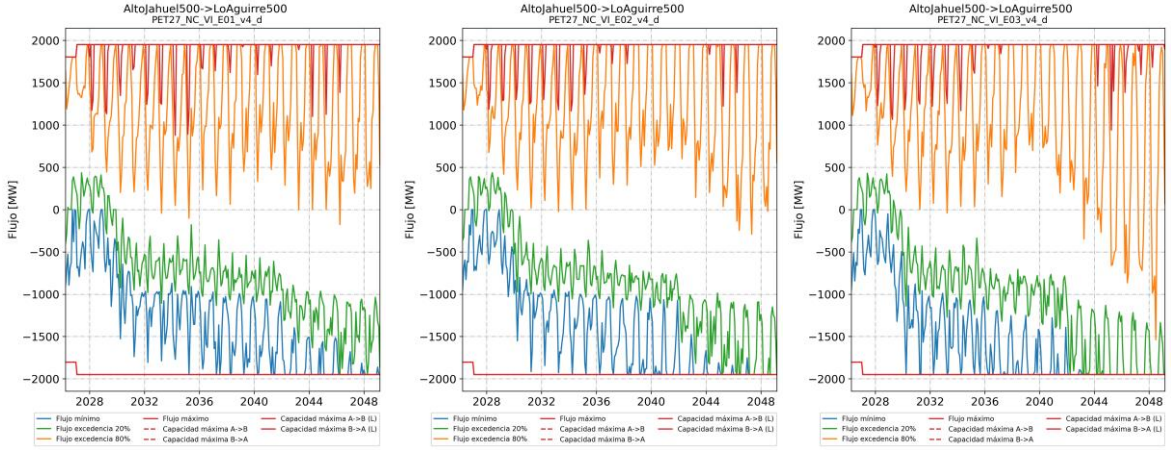


Figura 4-20**. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel. Caso desarrollo interregional norte – centro.**

A partir de 2038, con la entrada en operación prevista de la línea 2x500 kV Lo Aguirre – Charrúa, asociada al caso prospectado, se proyecta una disminución de los flujos de potencia en el tramo Alto Jahuel – Lo Aguirre, debido principalmente a la redistribución de las transferencias asociadas a la generación eólica del sur del país hacia la nueva línea. No obstante, esta última presentaría probabilidades de congestión superiores al 15%, tanto en horario diurno como nocturno, para los escenarios de demanda media y alta.

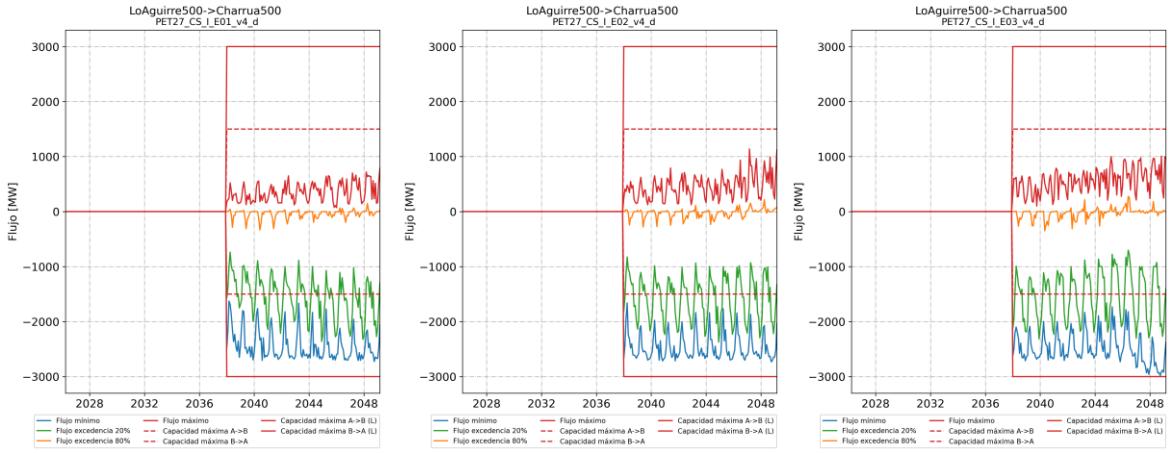


Figura 4-21**. Uso esperado tramo 2x500 kV Lo Aguirre – Charrúa.**

4.1.1.2 Sur

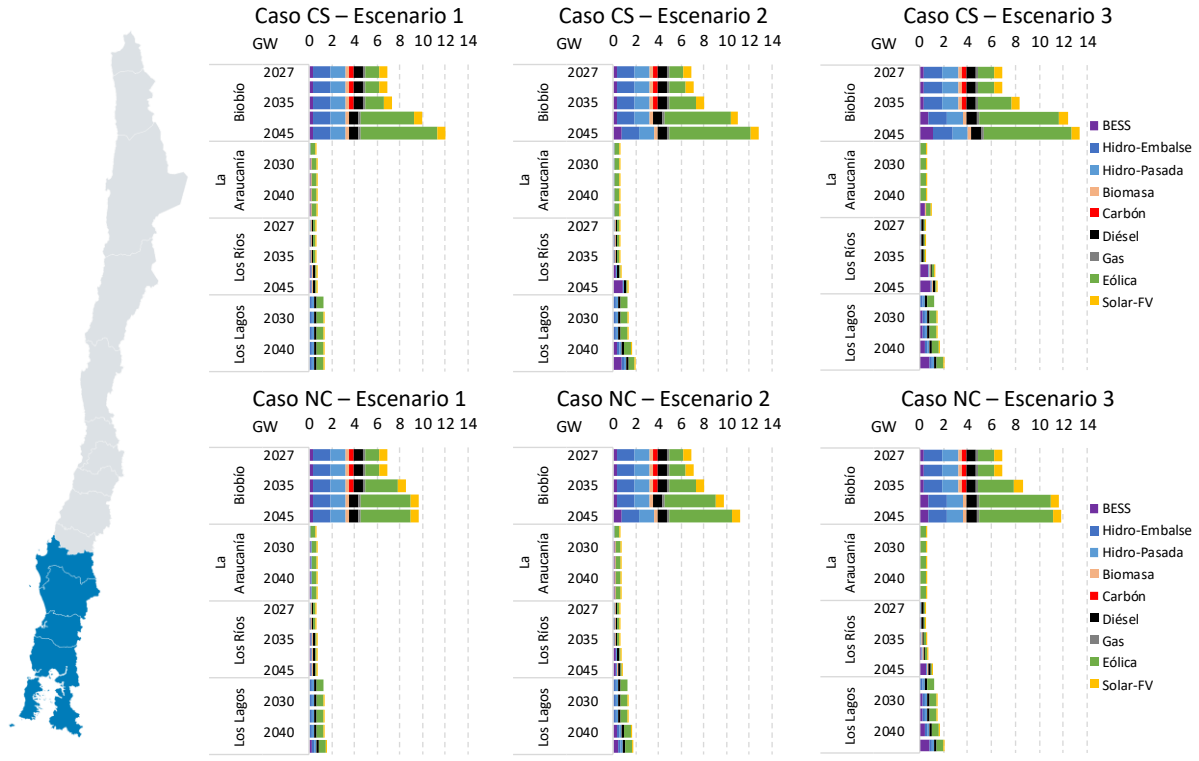


Figura 4-22. Capacidad instalada acumulada en regiones del Sur.

En la zona más al sur del SEN, el desarrollo se compone predominantemente de centrales eólicas en la Región del Biobío, alcanzando una capacidad instalada de entre 4 GW y 7 GW al año 2045, además de almacenamiento del orden de 330 a 1130 MW dependiendo el escenario, tal como se muestra en la figura anterior.

Tabla 4-7. Probabilidad de congestión esperada en el Sur. Caso desarrollo interregional centro - sur.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
Charrua220->SantaClara220	E01	2%	3%	0%	12%	26%	4%	2%	0%	14%	24%
	E02	3%	3%	0%	20%	28%	4%	4%	0%	21%	26%
	E03	3%	3%	0%	27%	28%	4%	3%	0%	27%	30%
EntreRios500->Diguenes500	E01			0%	1%	12%			0%	1%	13%
	E02			0%	5%	11%			0%	8%	10%
	E03			0%	9%	9%			0%	10%	9%
SantaClara220->Mulchen220	E01	1%	1%	0%	6%	22%	1%	1%	0%	10%	21%
	E02	2%	1%	0%	17%	24%	2%	2%	0%	17%	23%
	E03	2%	1%	0%	23%	25%	1%	2%	0%	23%	26%
Diguenes500->Diguenes220	E01			0%	12%	28%			0%	13%	26%
	E02			0%	22%	30%			0%	22%	29%
	E03			0%	29%	30%			0%	27%	32%
Mulchen220->LaInvernada220	E01			0%	4%	9%			0%	1%	5%
	E02			3%	7%	15%			2%	3%	12%
	E03			3%	11%	27%			2%	5%	27%
Cautin220->Temuco220	E01	0%	1%	4%	6%	12%	0%	0%	3%	3%	10%
	E02	0%	1%	3%	10%	23%	0%	1%	3%	7%	20%
	E03	0%	1%	2%	15%	34%	0%	1%	2%	14%	32%
Metrenco220->Cautin220	E01	8%	11%	5%	0%	1%	3%	10%	4%	0%	0%
	E02	10%	12%	8%	0%	5%	6%	12%	7%	0%	5%
	E03	12%	13%	12%	2%	4%	5%	15%	12%	2%	3%
RioTolten220->Metrenco220	E01	21%	18%	1%	0%	1%	26%	18%	4%	0%	0%
	E02	22%	16%	1%	0%	4%	27%	18%	3%	0%	5%
	E03	21%	16%	0%	1%	4%	27%	17%	0%	1%	3%
RioTolten220->Lastarria220	E01	9%	11%	4%	0%	0%	4%	11%	3%	0%	0%
	E02	11%	13%	5%	0%	2%	6%	12%	4%	0%	3%
	E03	13%	14%	8%	1%	1%	6%	15%	7%	1%	1%
Lastarria220->Ciruelos220	E01	25%	21%	2%	0%	0%	31%	22%	5%	0%	0%
	E02	25%	19%	2%	0%	0%	31%	22%	4%	0%	0%
	E03	25%	20%	1%	0%	0%	30%	21%	2%	0%	0%
Pichirropulli500->Pichirropulli220	E01				0%	4%				0%	1%
	E02				0%	7%				0%	7%
	E03				3%	13%				3%	15%
Tineo220->Aurora220	E01	0%	0%	2%	5%	11%	0%	0%	1%	4%	7%
	E02	0%	0%	3%	8%	18%	0%	0%	2%	9%	18%
	E03	0%	2%	5%	10%	23%	0%	2%	6%	12%	23%
PuertoMontt220->Melipulli220	E01	3%	0%	2%	24%	54%	1%	0%	0%	16%	48%
	E02	2%	0%	7%	32%	60%	2%	0%	2%	24%	51%
	E03	4%	0%	15%	53%	79%	2%	0%	11%	46%	74%

Tabla 4-8. Probabilidad de congestión esperada en el Sur. Caso desarrollo interregional norte - centro.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
Charrua220->SantaClara220	E01	3%	4%	0%	2%	5%	4%	2%	0%	2%	4%
	E02	3%	3%	0%	5%	13%	4%	4%	0%	4%	12%
	E03	3%	3%	0%	20%	19%	4%	3%	0%	17%	19%
SantaClara220->Mulchen220	E01	2%	1%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	0%	1%
	E02	2%	1%	0%	2%	8%	1%	2%	0%	1%	9%
	E03	2%	1%	0%	16%	15%	1%	1%	0%	13%	14%
Diguenes500->Diguenes220	E01			0%	2%	7%			0%	2%	5%
	E02			0%	7%	18%			0%	5%	15%
	E03			0%	22%	23%			0%	19%	23%
Mulchen220->LaInvernada220	E01			0%	3%	8%			0%	1%	3%
	E02			2%	7%	13%			1%	2%	9%
	E03			3%	10%	21%			2%	6%	21%
Cautin220->Temuco220	E01	0%	1%	4%	7%	13%	0%	0%	3%	4%	12%
	E02	0%	1%	3%	11%	23%	0%	1%	3%	10%	21%
	E03	0%	1%	3%	14%	33%	0%	1%	2%	12%	32%
Metrenco220->Cautin220	E01	9%	12%	4%	0%	0%	4%	10%	4%	0%	0%
	E02	10%	14%	8%	0%	1%	5%	14%	6%	0%	0%
	E03	10%	15%	11%	0%	2%	5%	16%	11%	0%	3%
RioTolten220->Metrenco220	E01	20%	17%	1%	0%	0%	25%	18%	4%	0%	0%
	E02	21%	16%	1%	0%	1%	27%	17%	3%	0%	0%
	E03	21%	15%	0%	0%	2%	27%	16%	0%	0%	3%
RioTolten220->Lastarria220	E01	10%	13%	3%	0%	0%	5%	10%	3%	0%	0%
	E02	10%	15%	5%	0%	0%	5%	15%	4%	0%	0%
	E03	11%	17%	7%	0%	1%	6%	17%	5%	0%	1%
Lastarria220->Ciruelos220	E01	24%	20%	2%	0%	0%	29%	22%	5%	0%	0%
	E02	25%	18%	2%	0%	0%	32%	21%	5%	0%	0%
	E03	25%	19%	1%	0%	0%	31%	20%	2%	0%	0%
Pichirropulli500->Pichirropulli220	E01				0%	3%				0%	1%
	E02				0%	7%				0%	3%
	E03				4%	14%				1%	13%
Rahue220->FrutillarNorte220	E01	0%	0%	0%	3%	6%	0%	0%	0%	0%	5%
	E02	0%	0%	0%	5%	12%	0%	0%	0%	5%	11%
	E03	0%	0%	0%	8%	23%	0%	0%	0%	10%	24%
Tineo220->Aurora220	E01	0%	0%	2%	4%	11%	0%	0%	1%	4%	10%
	E02	0%	0%	3%	8%	17%	0%	1%	1%	10%	16%
	E03	0%	2%	5%	11%	24%	0%	2%	6%	12%	25%
PuertoMontt220->Melipulli220	E01	3%	0%	2%	24%	51%	1%	0%	0%	16%	44%
	E02	3%	0%	7%	32%	61%	2%	0%	2%	24%	52%
	E03	4%	0%	15%	54%	78%	2%	0%	11%	44%	72%

La Tabla 4-7 y la Tabla 4-8 muestran las probabilidades de congestión en la zona Sur, para los casos de desarrollo interregional centro – sur y norte – centro.

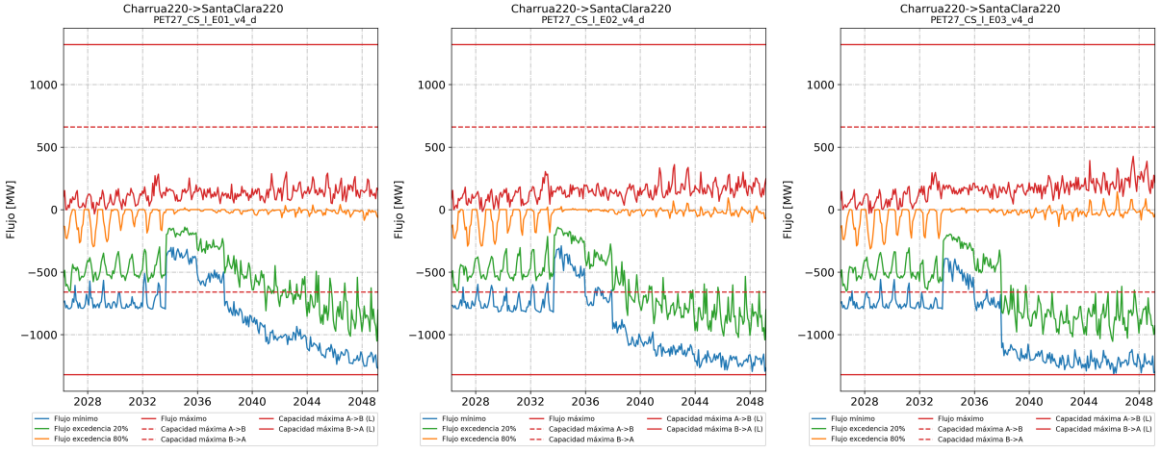


Figura 4-23. Uso esperado tramo 2x220 kV Charrúa – Santa Clara.

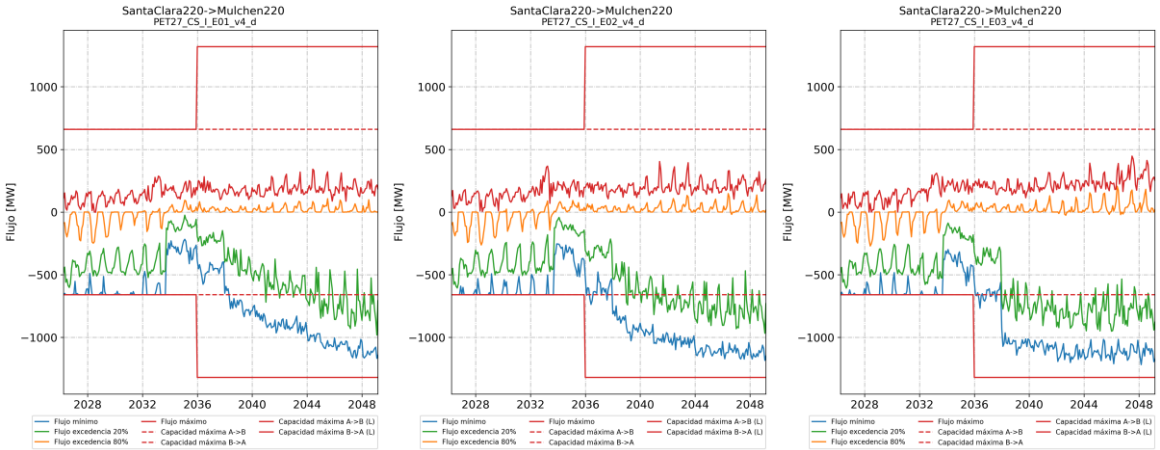


Figura 4-24. Uso esperado tramo 2x220 kV Santa Clara – Mulchén.

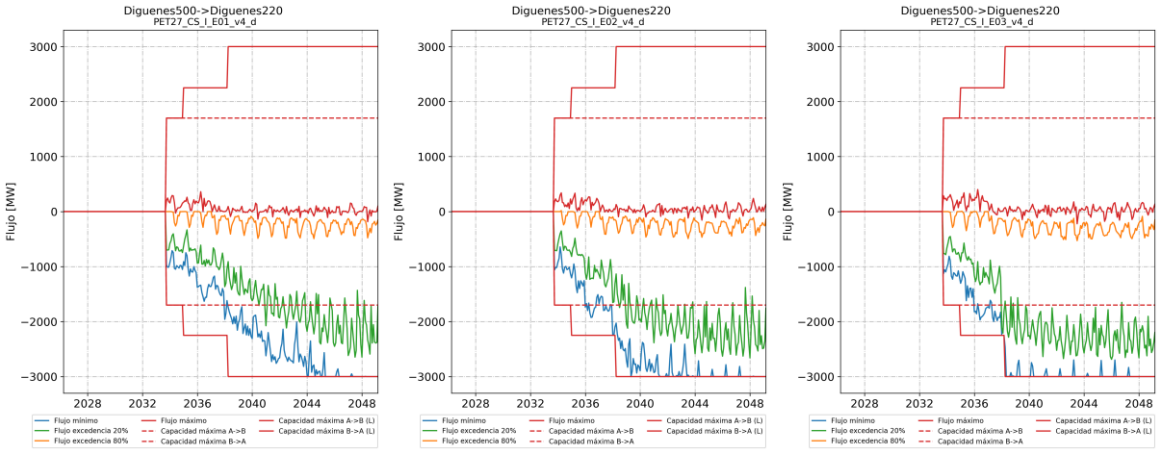


Figura 4-25. Uso esperado tramo Digüeñes 500/220 kV.

Ante el desarrollo de interregional centro – sur se esperan congestiones en el largo plazo en 220 kV entre las SS/EE Charrúa y Mulchén, además de en los transformadores de S/E Digüeñes. Ambos debido al volumen de energía eólica en la zona. Por otro lado, en ambos de casos de desarrollo interregional se observan las mismas congestiones en el corredor antiguo de 220 kV entre las SS/EE Tineo y Puerto Montt y las SS/EE Puerto Montt y Melipulli, en ambas situaciones debido a la electrificación de la calefacción en período invernal.

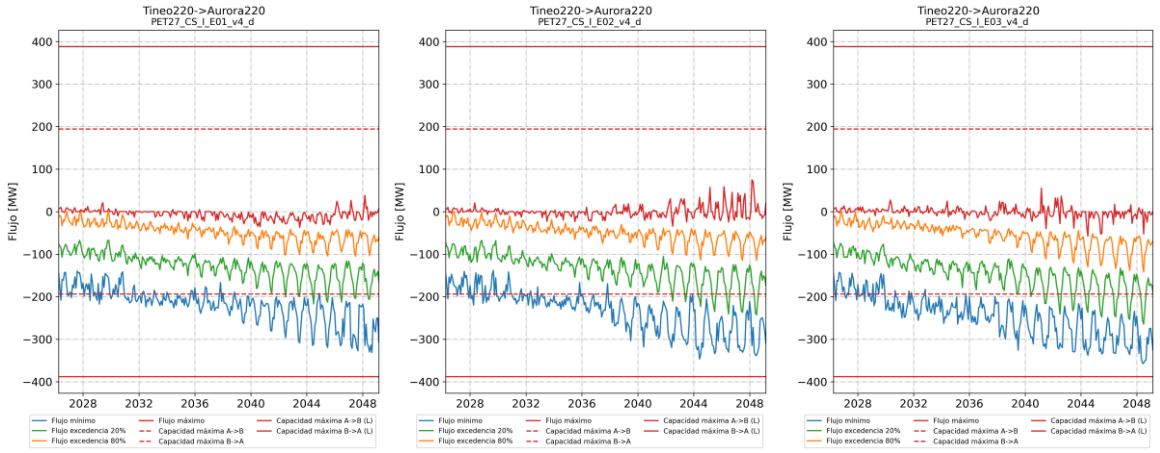


Figura 4-26. Uso esperado tramo 2x220 kV Tineo – Aurora.

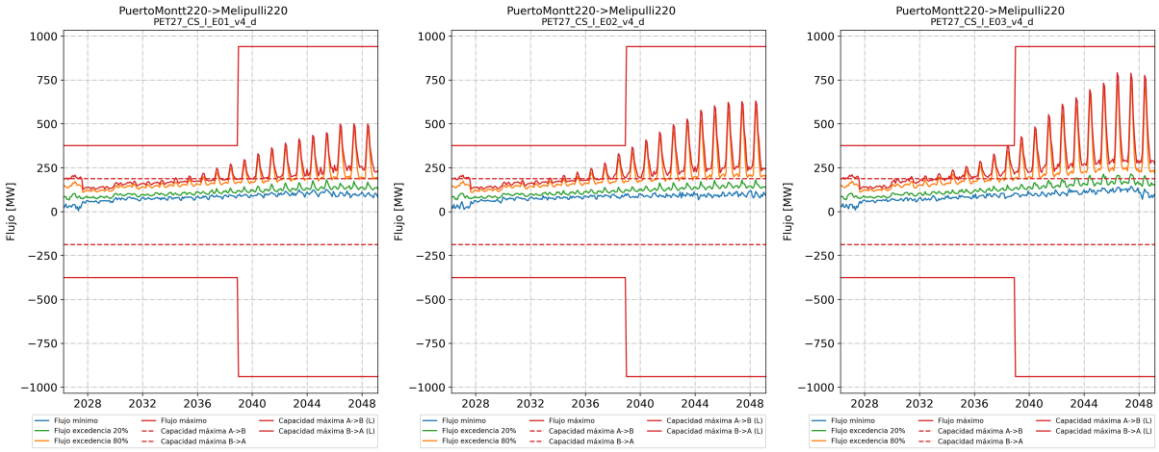


Figura 4-27. Uso esperado tramo 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli.

4.1.1.3 Sensibilidad: Atraso o cese de obras de expansión

Si bien gran parte de los requerimientos de mediano plazo en el sistema de transmisión nacional han sido abordados mediante la planificación, algunas obras decretadas aún no se han materializado debido a su complejidad técnica o falta de interés en las licitaciones.

En este contexto, la Tabla 4-9 presenta las obras de transmisión nacional con dificultades, para las cuales se evalúa, como sensibilidad del análisis base, el impacto de postergar su entrada en operación o excluirlas de la simulación. Se estableció que las obras con un primer proceso de licitación declarado desierto se consideran con un año de retraso respecto del análisis base, mientras que aquellas con dos o más licitaciones desiertas, se excluyen de la simulación.

Tabla 4-9. Supuestos para sensibilidad en atraso de obras del Sistema de Transmisión Nacional.

Obra	Estado	N° Veces licitadas	Supuesto para modelación
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	Desierta	2	No se considera
Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli	Desierta	1	Se atrasa un año
Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli	Estudio de Franjas	0	Se atrasa tres años
Ampliación en S/E Candelaria	En licitación	3	No se considera
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	En licitación	3	Se atrasa tres años
Nueva S/E Seccionadora La Invernada	En licitación	3	No se considera
Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)	En licitación	1	Se atrasa tres años
Nuevo reactor de línea 1X220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte	En licitación	1	No se considera
Nuevo reactor de línea 1X220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho	En licitación	1	No se considera
Nueva S/E Cambrales	En licitación	1	Se atrasa un año
Nueva S/E La Calle	En licitación	1	Se atrasa un año
Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel – Tiuquilemu	En licitación	1	Se atrasa un año
Nueva S/E Tiuquilemu	En licitación	1	Se atrasa un año
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel – Baja Cordillera	En licitación	2	No se considera

La Tabla 4-10 presenta las probabilidades de congestión para el desarrollo interregional centro–sur, considerando las sensibilidades asociadas a la postergación o exclusión de las obras de transmisión

nacional previamente señaladas. Para el análisis se incluyen todos aquellos casos en los que la probabilidad de congestión aumenta más de un 10% respecto al escenario base.

Para el Norte Grande, pese a la escasa presencia de obras postergadas o excluidas, las nuevas restricciones de transmisión en la zona centro – sur incrementan la cargabilidad de las instalaciones debido a mayor generación local, reflejada en un mayor uso del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. Asimismo, se identifican nuevas congestiones entorno a las SS/EE Lagunas y Laberinto.

En la zona centro, aumentan las congestiones en el tramo 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre debido al aumento en las transferencias desde norte a centro. Adicionalmente, existiría una mayor participación de la generación en la Región de O'Higgins, manifestándose en un incremento en la congestión del tramo 3x220 kV Alto Melipilla – Lo Aguirre.

Por su parte, en la zona sur, el efecto es local, donde destaca la congestión del corredor, 2x220 kV Ciruelos – Cautín, reflejado en el tramo 2x220 kV Metrenco – Cautín, con probabilidad de congestión superior al 10% a partir de 2030.

Tabla 4-10. Probabilidad de congestión esperada ante la sensibilidad de las obras nacionales. Caso desarrollo interregional centro - sur.

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
NuevaPozoAlmonte220->PozoAlmonte220	E01	12%	9%	12%	12%	15%	10%	8%	8%	11%	11%
	E02	13%	9%	11%	10%	21%	10%	8%	7%	10%	16%
	E03	13%	9%	10%	15%	15%	11%	6%	7%	10%	19%
NuevaPozoAlmonte220->Lagunas220	E01	17%	27%	33%	44%	42%	19%	28%	34%	40%	35%
	E02	17%	30%	39%	43%	34%	20%	33%	36%	40%	29%
	E03	17%	28%	38%	39%	24%	20%	27%	36%	37%	34%
NuevaLagunas500->NuevaLagunas220	E01	17%	56%	52%	45%	41%	20%	54%	57%	48%	47%
	E02	15%	56%	45%	52%	46%	19%	56%	51%	54%	52%
	E03	13%	58%	45%	48%	43%	17%	59%	49%	53%	50%
NuevaLagunas220->Lagunas220	E01	0%	0%	0%	9%	9%	0%	0%	0%	11%	12%
	E02	0%	0%	10%	13%	16%	0%	0%	13%	14%	19%
	E03	0%	0%	14%	16%	20%	0%	0%	16%	17%	22%
NuevaLagunas500->Kimal500	E01	0%	0%	3%	13%	14%	0%	0%	3%	14%	17%
	E02	0%	0%	14%	18%	19%	0%	0%	18%	20%	23%
	E03	0%	3%	18%	19%	21%	0%	3%	21%	22%	23%
Encuentro220->Kimal220	E01	0%	0%	1%	3%	7%	0%	0%	1%	4%	8%
	E02	0%	0%	3%	5%	9%	0%	1%	5%	5%	10%
	E03	0%	1%	4%	9%	22%	0%	1%	6%	9%	20%
Kimal500->Kimal220	E01	0%	23%	30%	32%	34%	0%	29%	35%	32%	36%
	E02	0%	29%	33%	36%	43%	0%	33%	38%	38%	46%
	E03	0%	33%	40%	47%	54%	0%	36%	46%	48%	56%
Kimal220->Laberinto220	E01	0%	4%	7%	6%	7%	0%	4%	8%	8%	9%
	E02	0%	4%	7%	13%	16%	0%	4%	9%	16%	16%
	E03	0%	3%	14%	17%	13%	0%	3%	15%	16%	14%
ElCobre220->Centinela220	E01	0%	7%	14%	12%	16%	0%	9%	22%	18%	20%
	E02	0%	7%	17%	22%	22%	0%	10%	28%	25%	31%
	E03	0%	7%	24%	21%	15%	0%	9%	30%	25%	26%
Atacama220->Ohiggins220	E01	0%	11%	6%	5%	5%	0%	10%	7%	8%	7%
	E02	0%	11%	6%	6%	13%	0%	9%	7%	6%	11%
	E03	0%	11%	10%	13%	16%	0%	8%	11%	12%	15%
Laberinto220->ElCobre220	E01	0%	21%	27%	26%	25%	0%	25%	32%	31%	27%
	E02	0%	22%	28%	35%	32%	0%	27%	38%	40%	43%
	E03	0%	22%	35%	34%	27%	0%	24%	37%	41%	41%
Oeste220->Laberinto220	E01	0%	9%	9%	11%	11%	0%	13%	17%	14%	12%
	E02	0%	6%	18%	19%	19%	0%	9%	26%	25%	30%

Tramo	Esc.	Día					Noche				
		2027	2030	2035	2040	2045	2027	2030	2035	2040	2045
	E03	0%	4%	15%	16%	13%	0%	8%	20%	20%	24%
Andes220->Oeste220	E01	0%	13%	14%	16%	17%	0%	17%	22%	22%	21%
	E02	0%	9%	23%	26%	25%	0%	13%	30%	32%	38%
	E03	0%	8%	28%	29%	29%	0%	13%	33%	40%	44%
Jadresic500->LosChangos500	E01	0%	34%	32%	33%	32%	0%	38%	38%	40%	35%
	E02	0%	36%	36%	40%	38%	0%	41%	43%	45%	45%
	E03	0%	35%	37%	40%	45%	0%	37%	44%	46%	50%
Andes220->MonteMina220	E01	5%	55%	64%	62%	60%	9%	64%	63%	60%	60%
	E02	6%	51%	70%	65%	70%	10%	58%	70%	65%	70%
	E03	6%	52%	63%	57%	61%	10%	58%	64%	55%	64%
MonteMina220->NuevaZaldivar220	E01	23%	11%	17%	17%	19%	24%	15%	24%	23%	21%
	E02	24%	10%	28%	28%	35%	24%	14%	36%	37%	45%
	E03	24%	10%	28%	27%	26%	24%	15%	35%	39%	40%
NuevaZaldivar220->Sulfuros220	E01	0%	1%	4%	7%	6%	0%	1%	9%	10%	8%
	E02	0%	1%	11%	14%	21%	0%	1%	19%	17%	29%
	E03	0%	1%	11%	17%	19%	0%	2%	15%	22%	32%
Cumbre500->Llullaillaco500	E01		46%	39%	42%	35%		45%	45%	47%	41%
	E02		45%	35%	44%	36%		45%	43%	46%	40%
	E03		42%	33%	38%	32%		43%	38%	44%	38%
NvaCardones500->Cumbre500	E01	0%	1%	1%	3%	3%	0%	1%	0%	3%	5%
	E02	0%	2%	0%	7%	13%	0%	2%	0%	11%	16%
	E03	0%	10%	5%	10%	17%	0%	17%	9%	15%	16%
Kimal220->LoAguirre500_HVDC	E01		3%	20%	22%	29%		8%	19%	26%	30%
	E02		6%	24%	31%	42%		8%	28%	37%	39%
	E03		11%	26%	36%	50%		9%	29%	39%	46%
AguaAmarga220->Maitencillo220	E01	0%	0%	2%	5%	6%	0%	0%	2%	9%	12%
	E02	0%	0%	1%	3%	7%	0%	0%	1%	5%	12%
	E03	0%	0%	2%	12%	20%	0%	0%	2%	19%	25%
DonHector220->AguaAmarga220	E01	0%	0%	4%	6%	6%	0%	0%	5%	9%	12%
	E02	0%	0%	1%	3%	7%	0%	0%	1%	5%	12%
	E03	0%	0%	5%	13%	20%	0%	0%	6%	19%	25%
LoAguirre500->Polpaico500	E01	0%	4%	7%	14%	14%	0%	5%	6%	14%	17%
	E02	0%	5%	11%	21%	17%	0%	6%	12%	19%	17%
	E03	0%	12%	13%	22%	13%	0%	8%	13%	21%	14%
CNaviaDesf220->LoCampino220	E01		0%	2%	5%	6%		0%	1%	5%	6%
	E02		0%	2%	9%	7%		0%	2%	8%	7%
	E03		1%	3%	18%	12%		0%	3%	13%	12%
Metrenco220->Cautin220	E01	9%	11%	39%	13%	23%	3%	11%	37%	7%	22%
	E02	10%	12%	44%	23%	40%	5%	11%	43%	15%	42%
	E03	12%	13%	50%	45%	51%	5%	16%	54%	43%	55%

4.1.2 ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

En este análisis se presenta los costos marginales medios esperados en los tres escenarios de desarrollo del SEN, considerando para cada uno 25 simulaciones que capturan 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.

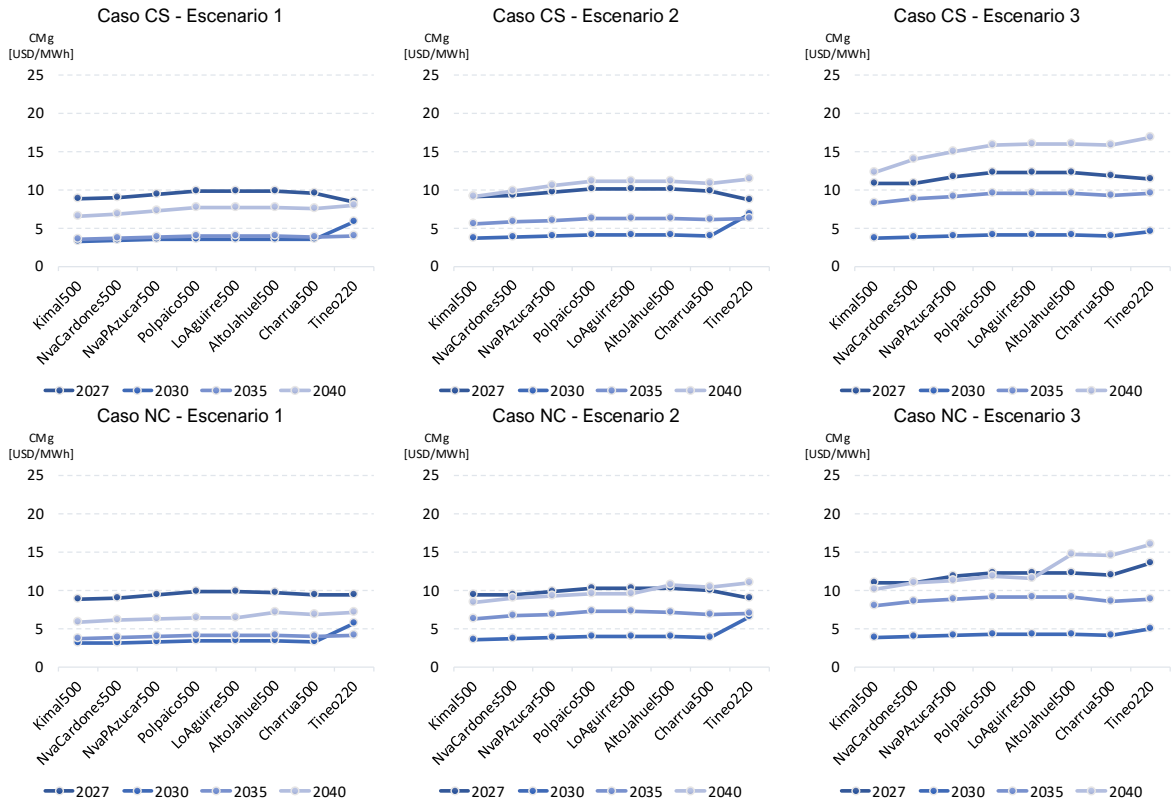


Figura 4-28. Costo marginal promedio anual, en horario diurno para el promedio de las series hidrológicas.

Durante el horario diurno, se observa una brecha entre el costo marginal del sur y resto del SEN, la cual tiende a mitigarse en el caso CS debido al refuerzo interregional supuesto. En el mediano plazo, el costo marginal promedio anual se mantiene acoplado y estable por debajo de los 10 USD/MWh.

Hacia el largo plazo, se observa que solo para el escenario de demanda alta en el caso CS se observa alza en el costo marginal promedio, lo que indicaría una brecha entre la demanda y la capacidad de generación prevista. Por otra parte, en el caso NC, la ausencia de un refuerzo de transmisión en 500 kV al sur de S/E Lo Aguirre provoca un desacople en los costos marginales respecto de los previstos al norte de dicha subestación, efecto que se acentúa en los escenarios de mayor demanda.

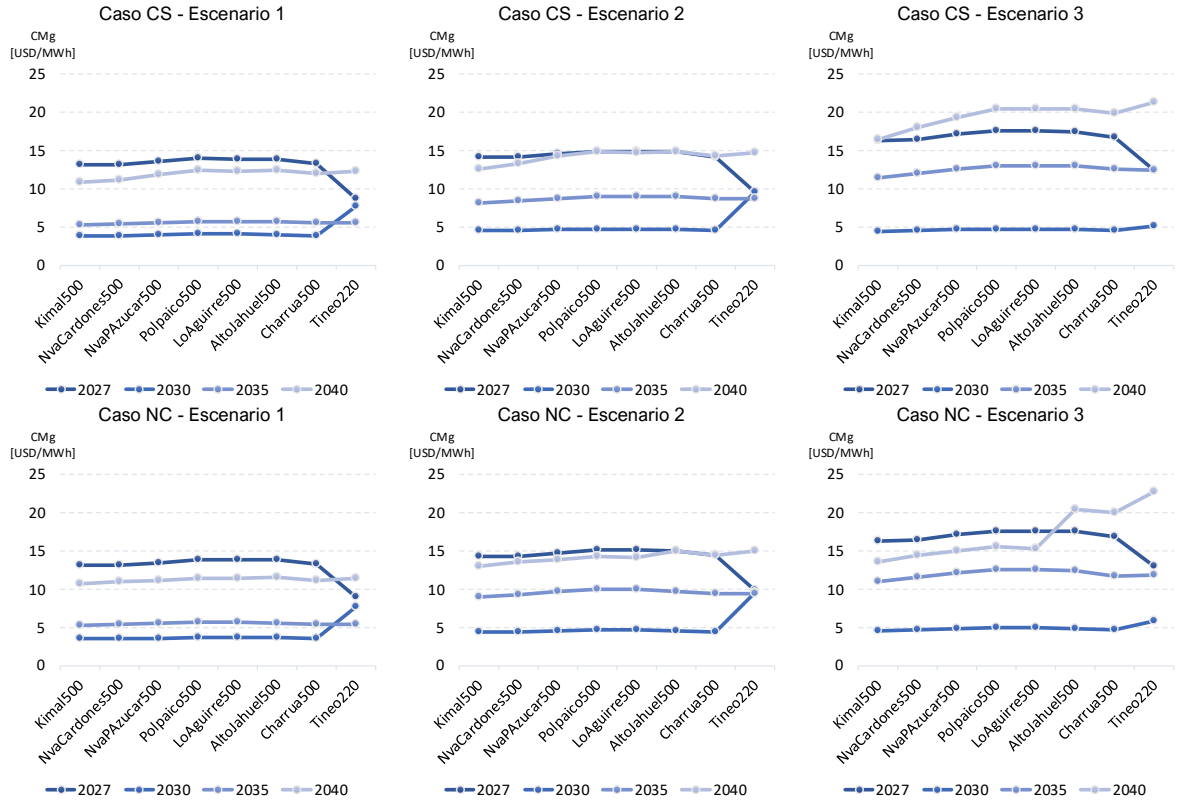


Figura 4-29. Costo marginal promedio anual, en horario nocturno para el promedio de las series hidrológicas.

Durante el horario nocturno, también se observa un desacople entre los costos marginales hacia el sur. Sin embargo, a diferencia del horario diurno, esta zona presenta menores costos marginales. En el largo plazo, esta tendencia se revierte, con valores superiores al resto del SEN, de forma similar al horario diurno. Respecto del impacto de las obras interregionales, en el caso NC se prevé un desacople al sur de la S/E Lo Aguirre hacia el largo plazo, similar al identificado durante el día, aunque con una brecha más pronunciada. Esta diferencia se acentúa en los escenarios de mayor demanda. Si bien, en este horario no hay generación solar fotovoltaica, el enlace norte - centro permite evacuar la generación de los sistemas de almacenamiento de la zona norte hacia el resto del SEN.

Tanto en horario diurno, como en horario nocturno, los bajos promedios anuales se explican en la cantidad de horas con costo marginal cercano a cero, sobre todo en periodo estival. En la siguiente figura se muestra la evolución de los costos marginales horarios para un día típico de cada temporada para los años 2027, 2030 y 2040 en 500 kV para las SS/EE Kimal, Polpaico y Charrúa.

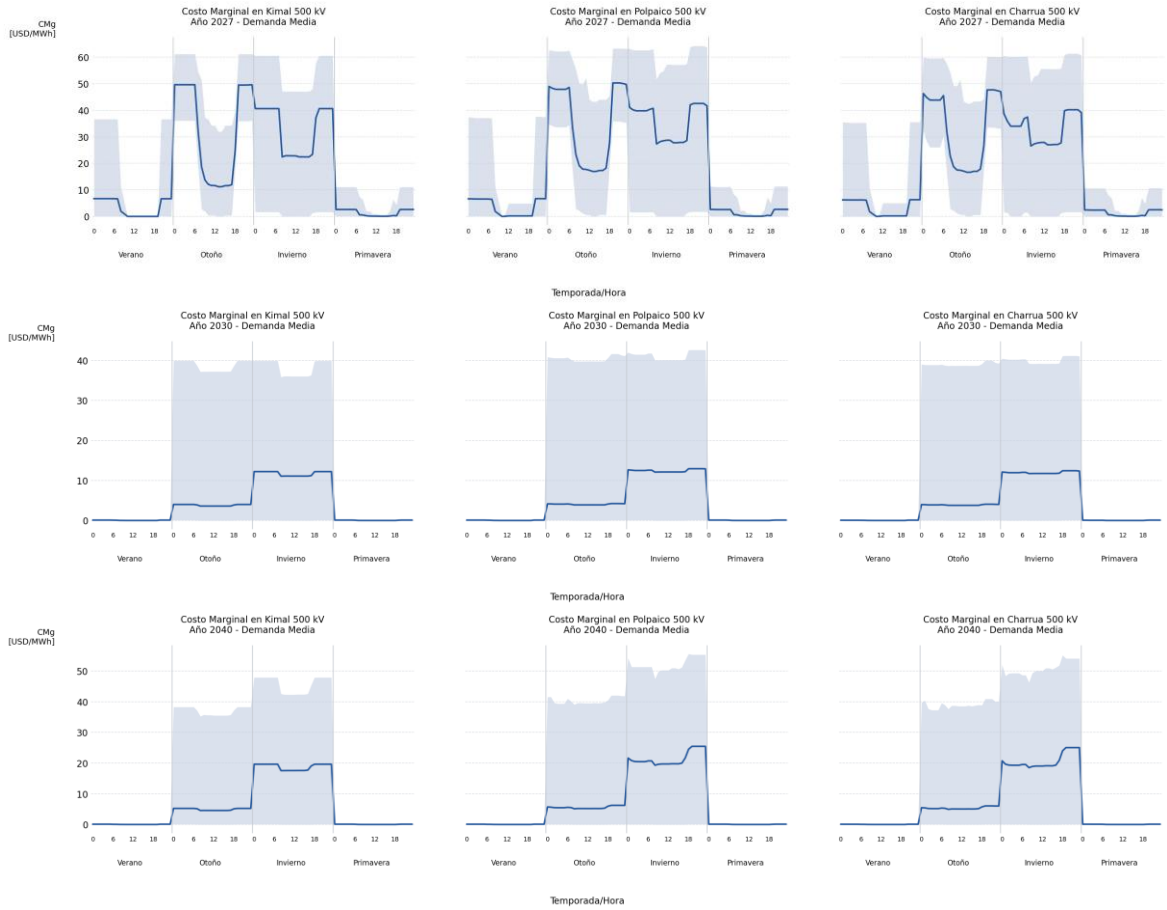


Figura 4-30. Costo marginal medio horario por temporada en Kimal 500 kV, Polpaico 500 kV y Charrúa 500 kV. Caso desarrollo interregional centro – sur.

Finalmente, cabe destacar que el Decreto N° 15T de 2026 del Ministerio de Energía modifica el alcance de la obra “Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel-Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre”, reduciendo su capacidad de transmisión prevista de 3000 MVA a 1950 MVA a 35°C con sol. Esta reducción podría generar desacoples de costos entre las zonas centro y sur en el largo plazo. En consecuencia, esta situación deberá evaluarse en la Propuesta de Expansión de la Transmisión.

4.2 DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL

En esta sección se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión zonal para el período 2026–2034. De acuerdo con la metodología descrita en la sección 2.5, se presentan los resultados de uso máximo en el periodo 2026–2034 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), por otro lado, si considera la inyección de generación local, cuyo perfil depende del escenario de máxima exigencia, respecto de los niveles de demanda para cada subzona del sistema de transmisión zonal.

En el Anexo III se entrega un detalle adicional del diagnóstico, 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.

4.2.1 DIAGNÓSTICO ZONAL ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

4.2.1.1 Descripción del Sistema

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 185.148 km^2. 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.

Este 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	48
Transformadores AT/AT	14
Líneas de Transmisión	82 (787 kilómetros)

4.2.1.1.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, para el año 2034 la zona presentaría tres transformadores con un nivel de cargabilidad superior a su capacidad nominal, mientras que cuatro de los 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 4-31 muestra la evolución del estado de los transformadores entre los años 2026 y 2034 (considerando el año 2026 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%

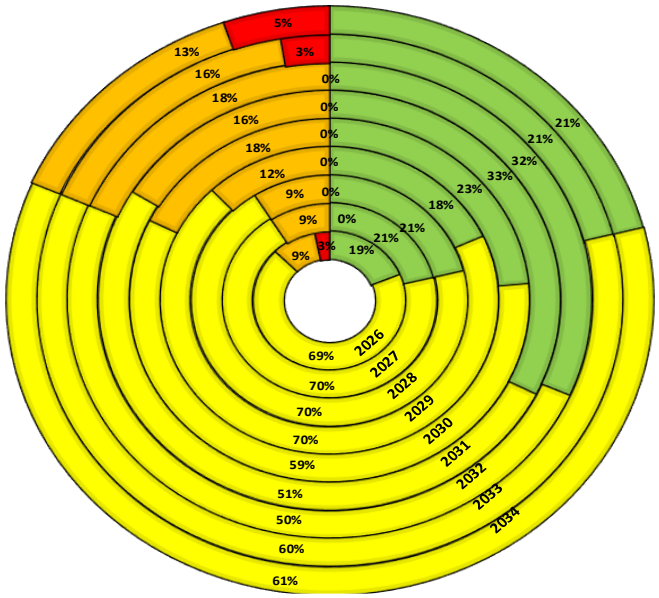


Figura 4-31. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

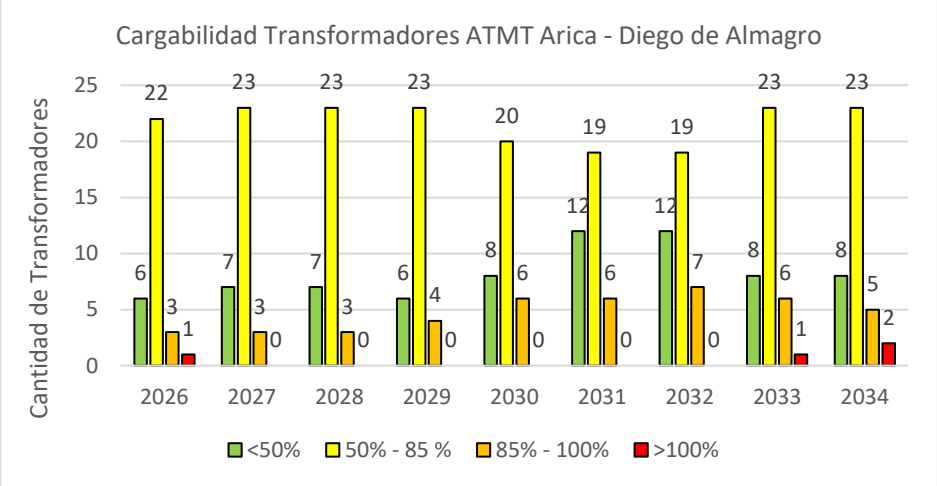


Figura 4-32. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Arica – Diego de Almagro.

Los resultados anteriores fueron obtenidos luego de un análisis en el cual no se consideraron los efectos de la puesta en servicio de un determinado grupo de obras nuevas y de ampliación, debido a que estas obras se encuentran en proceso licitatorio por parte de los propietarios o están en proceso administrativo pendiente que no permite su avance de construcción (detalles en Anexo 3 del presente informe).

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

- Al año 2026, solo uno de los transformadores presenta una cargabilidad superior al 100% de su capacidad, el transformador en cuestión se trata de T2D S/E Pozo Almonte ET3. Sin embargo, para el año 2027 su cargabilidad baja a 32%, debido a la entrada de un nuevo transformador de 30 MVA que toma parte de su carga.
- Hacia el año 2034 el 5% de los transformadores presentan un nivel de cargabilidad superior a su capacidad nominal, entre ellos se encuentran los siguientes transformadores:
    - T2D S/E PACIFICO HT1 (102%)
    - T2D S/E TAP OFF LA NEGRA HT2 (108%)
- Mientras que un 13% se encuentran entre su 85% y 100% de su capacidad nominal, entre los cuales se encuentran los siguientes transformadores:
    - T2D S/E CHINCHORRO BT1 (99%)
    - T2D S/E PUKARA BT1 (94%)
    - T2D S/E PUKARA BT2 (96%)
    - T2D S/E TAMARUGAL B1 (95%)
    - T2D S/E TAP OFF LA NEGRA HT1 (97%)

4.2.1.1.2 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 4-33 y Figura 4-34 muestran la evolución del estado de las líneas de transmisión y de los transformadores AT/AT, respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el año 2034 (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%

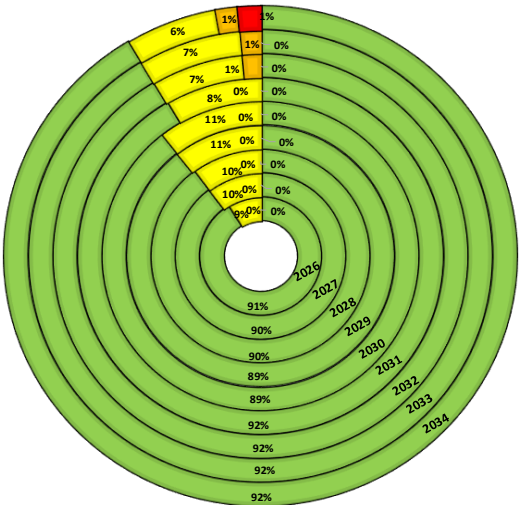


Figura 4-33.Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día.

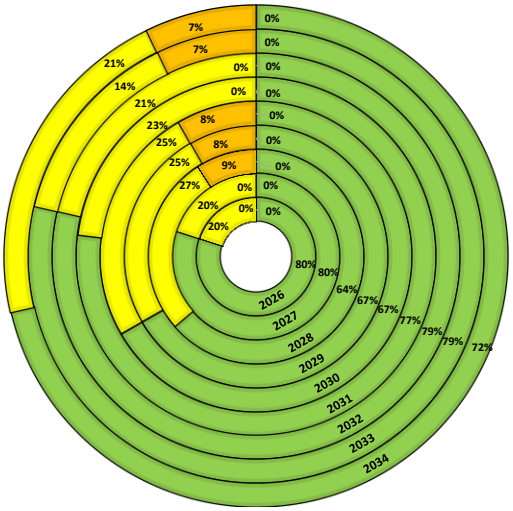


Figura 4-34.Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Arica – Diego de Almagro. Escenario verano día

De los resultados obtenidos, se observa que aproximadamente un 1% del total de circuitos de tramos de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles de cargabilidad por sobre el 100%, específicamente la línea de transmisión Parinacota–Pukará 66kV C1 en su tramo EST Nº5 - Pukará 66kV C1. Mientras que el 1% del total de líneas presenta niveles de cargabilidad por sobre el 85%, específicamente la línea de transmisión Parinacota–Pukará 66kV C1 en su tramo Parinacota - EST Nº5 66kV C1.

En cuanto a los transformadores AT/AT, se aprecia que, hacia el final del período analizado, un 7% 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.

4.2.2 DIAGNÓSTICO ZONAL DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

4.2.2.1 Descripción del Sistema

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km^2. 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	71
Transformadores AT/AT	21
Líneas	137 (2180 kilómetros)

4.2.2.1.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el período correspondiente al año 2026 presenta dos 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 4-35 muestra la evolución del estado de los transformadores desde el año 2026 (círculo interior) hasta el año 2034 (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%

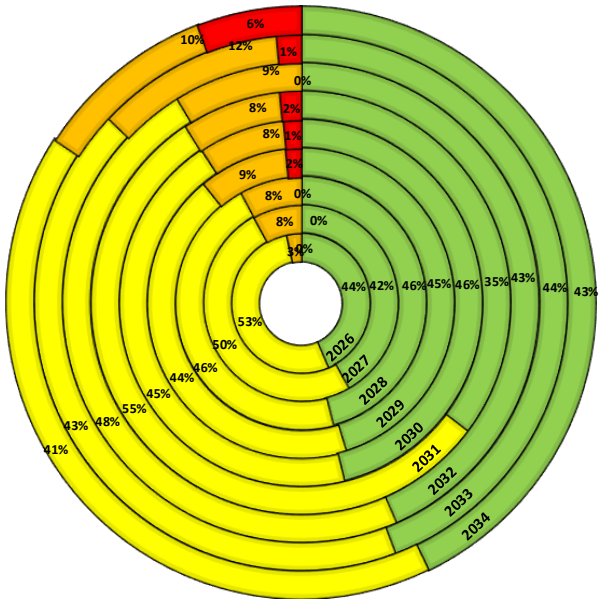


Figura 4-35. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

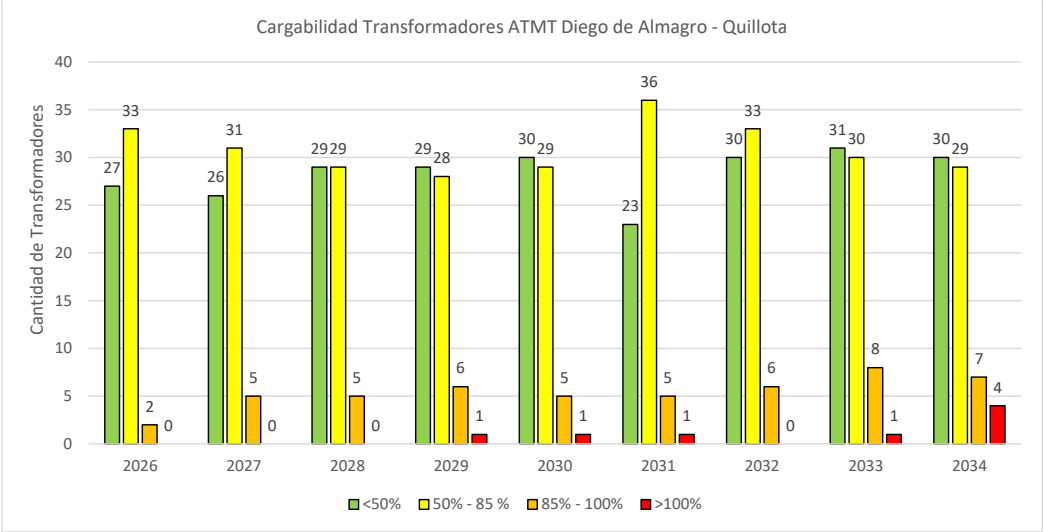


Figura 4-36.Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Diego de Almagro – Quillota.

Los resultados anteriores, fueron obtenidos luego de un análisis en el cual no se consideraron los efectos de la puesta en servicio de un determinado grupo de obras nuevas y de ampliación, debido a que estas obras se encuentran en proceso licitatorio por parte de los propietarios o están en proceso administrativo pendiente que no permite su avance de construcción.

El análisis de la Figura 4-35 y Figura 4-36 permite observar que:

- Al año 2026, se observa que aproximadamente el 3% 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 10% de los transformadores presenta niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, mientras que un 6% alcanza valores superiores al 100% de su capacidad nominal.
- Los transformadores que presentan una cargabilidad entre 85% y 100% de su capacidad nominal al cierre del periodo evaluado corresponden a los equipos:

    - T2D S/E PLANTAS HT1 (85%)
    - T2D S/E TIERRA AMARILLA HT1 (93%)
    - T2D S/E LAS COMPAÑIAS HT1 (92%)
    - T2D S/E VICUÑA HT1 (95%)
    - OVALLE 66/24KV 30MVA 1 (93%)
    - T2D S/E OVALLE BT2 (89%)
    - T2D S/E MARBELLA HT1 (93%)

- Los transformadores que presentan una cargabilidad superior al 100% al cierre del período evaluado corresponden a los equipos:

    - T2D S/E Armazones BT1 (103%)
    - T2D S/E LAS LUCES HT1 (106%)
    - T2D S/E EL PEÑON HT1 (104%)
    - T2D S/E Guayacán BT2 (106%)

4.2.2.1.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realizó el diagnóstico de un total de 21 transformadores AT/AT y 122 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 día.

La Figura 4-37 y la Figura 4-38 muestran la evolución del estado de las líneas de transmisión y de los transformadores AT/AT, respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el año 2034 (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%

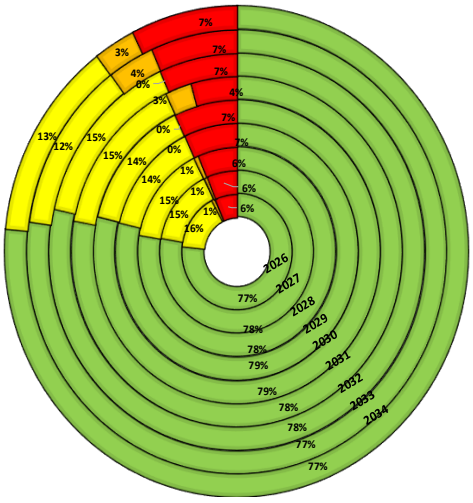


Figura 4-37.Evolución del estado de líneas de transmisión, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día.

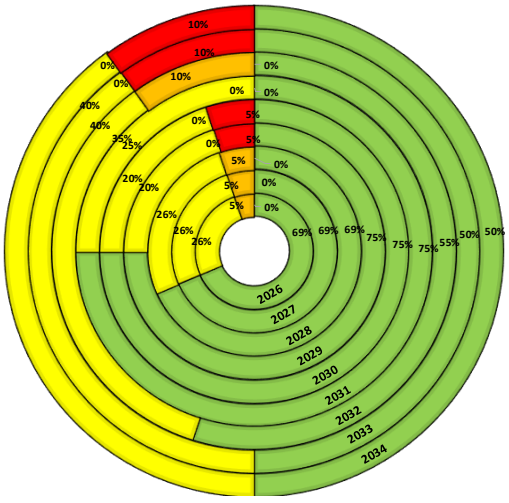


Figura 4-38. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, Zona Diego de Almagro – Quillota. Escenario verano día.

De los resultados obtenidos, se observa que aproximadamente un 7% del total de los circuitos de tramos de líneas de transmisión zonales analizadas presenta niveles elevados de cargabilidad.

En particular, cuatro líneas de transmisión registran una cargabilidad entre el 85% y el 100% de su capacidad nominal, mientras que diez 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 10% de los equipos presenta niveles de cargabilidad superiores al 100% de su capacidad.

4.2.3 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN VALPARAÍSO

4.2.3.1 Descripción del sistema

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	87
Transformadores AT/AT	19
Líneas	182 (1440 km)

4.2.3.1.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico realizado, en el periodo de análisis se muestra 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 4-39 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores desde el año 2026 hasta el año 2034 (año 2026 al interior) y la Figura 4-40 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%

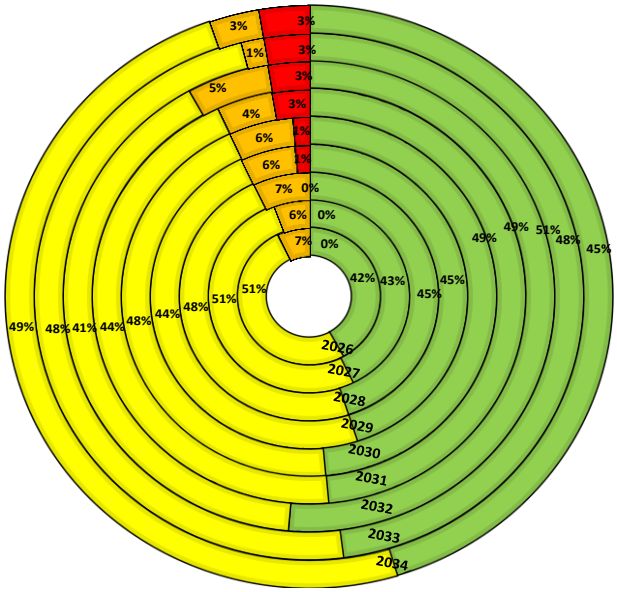


Figura 4-39. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.

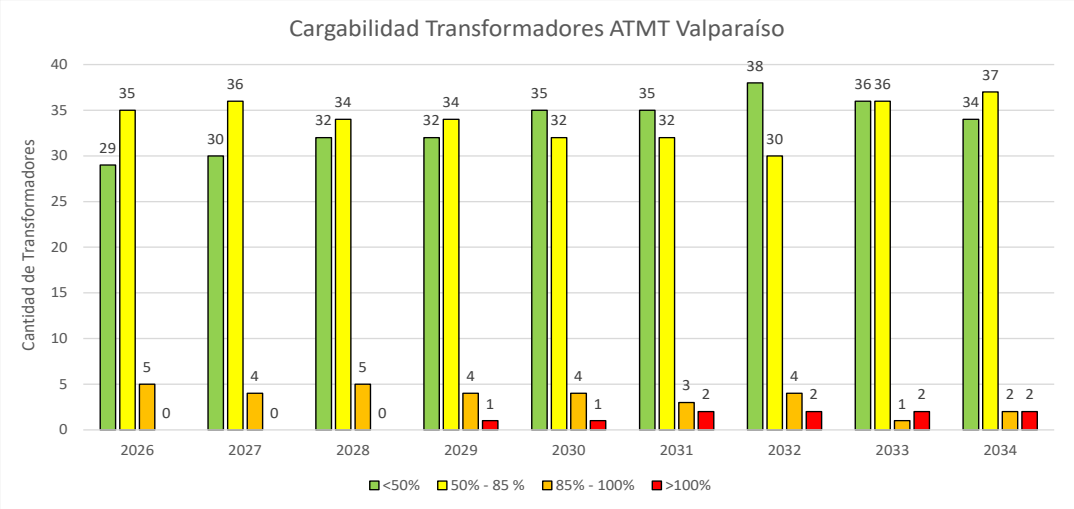


Figura 4-40. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Región Valparaíso.

Los resultados anteriores, fueron obtenidos luego de un análisis en el cual no se consideraron los efectos de la puesta en servicio de un determinado grupo de obras nuevas y de ampliación, debido a que estas obras se encuentran en proceso licitatorio por parte de los propietarios o están en proceso administrativo pendiente que no permite su avance de construcción.

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

- Al año 2034 se aprecian los siguientes transformadores que se encuentra en el rango de 85% y 100%:

  - T2D S/E LA CALERA HT3 (90%).
  - T2D S/E LA CALERA HT2 (86%)

- Al año 2034 se aprecian los siguientes transformadores en el rango superior al 100%:

  - LAS BALANDRAS 66/12.5/7.2 kV 12.5MVA 1 (106%)
  - PANQUEHUE 44/12.5/7.2 Kv 16 MVA 2 (108%)

4.2.3.1.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 19 transformadores AT/AT y 151 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 4-41 y la Figura 4-42 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el 2034 (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%.

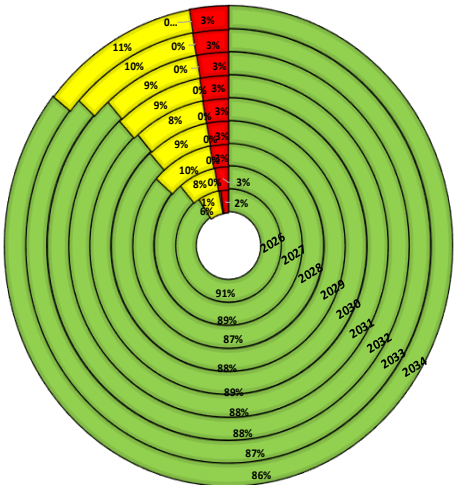


Figura 4-41. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.

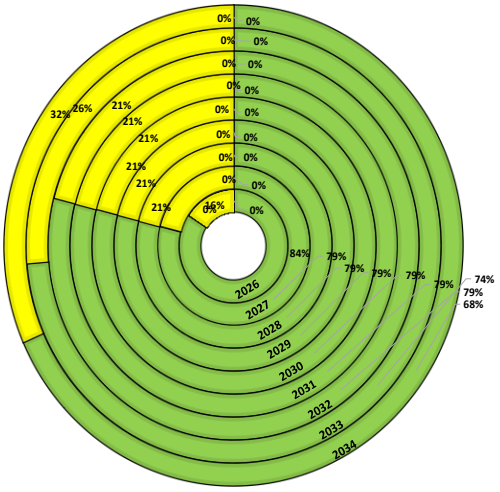


Figura 4-42. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Región Valparaíso. Escenario Verano día.

Los resultados obtenidos muestran que los circuitos de tramos de líneas de 220 kV, 110 kV, 66 kV y 44 kV analizados que presentan cargabilidades sobre el 100% al año 2034 son las indicadas a continuación:

- Los Villares – Tap Los Maquis 110 kV C1_a (121%)
- Los Villares – Tap Los Maquis 110 kV C1_b (121%)
- Los Villares – Tap Los Maquis 110 kV C1_c (120%)
- Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV C1 (129 %)
- Totoralillo - Tap Los Maquis 110 kV C2 (131%)

Cabe señalar que todos los segmentos de línea identificados anteriormente como congestiones críticas presentan cargabilidades superiores al 85 % al inicio del período de análisis, específicamente en el escenario Verano Día. En cambio, aunque presentan una alta cargabilidad en el escenario Invierno Día, no superan el 85 % ni al inicio ni al final del período de estudio.

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 2034.

4.2.4 DIAGNÓSTICO ZONAL REGIÓN METROPOLITANA

4.2.4.1 Descripción del sistema

Este sistema 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 4-14 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 4-14. Cantidad de elementos de transmisión evaluados en la Región Metropolitana.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	203
Transformadores AT/AT	14
Líneas	266 (742 km aproximados)

4.2.4.2 Consideraciones adicionales para diagnóstico de Región Metropolitana

Adicionalmente a lo indicado en la sección 4.2, se consideran en los análisis de esta zona supuestos asociados a electromovilidad y a la conexión de Datacenter al sistema.

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).
- Contingencia ante salida de Transformadores AT/AT del anillo de 110 kV de la región Metropolitana.
- 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.

4.2.4.2.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

De acuerdo con el diagnóstico efectuado, al cierre del período de análisis (año 2034) se identifica un transformador que supera su capacidad nominal. Asimismo, tres transformadores presentan niveles de cargabilidad entre el 85% y el 100%, lo que evidencia una condición de operación cercana a su límite. La Figura 4-43 presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores entre los años 2026 y 2034 (considerando año 2026 al interior), mientras que la Figura 4-44 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%.

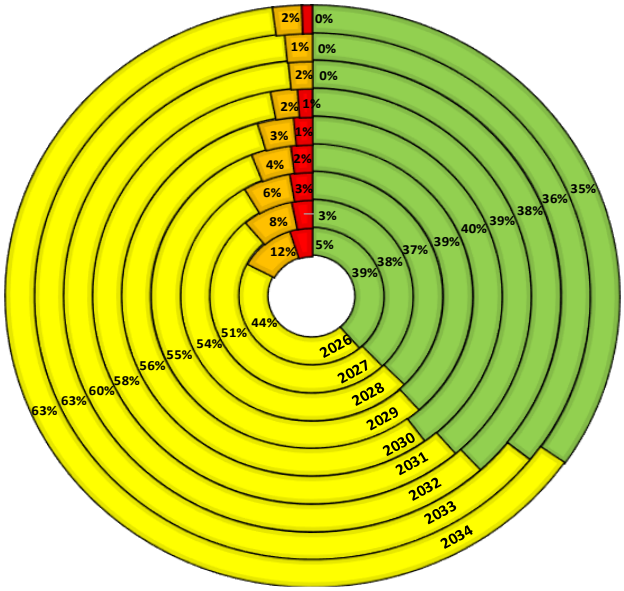


Figura 4-43. Evolución porcentual del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

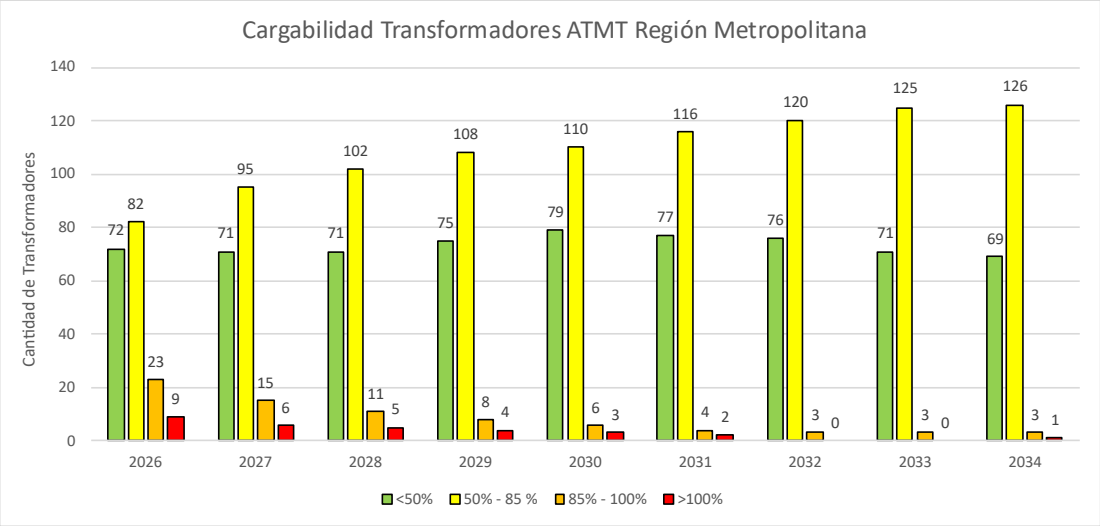


Figura 4-44. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Región Metropolitana.

El análisis de la Figura 4-43 y Figura 4-44 permite observar que:

- Al año 2034, tres transformadores se encontrarían con una cargabilidad entre 85% y 100%:
    - T2D S/E La Pintana AT2 (85%)
    - T2D S/E La Pintana AT4 (91%)
    - T2D S/E Ochagavia AT2 (98%)

- Al año 2034, un transformador presentaría una cargabilidad superior al 100% de su capacidad nominal:
    - T2D S/E La Pintana AT1 (100%)

4.2.4.2.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 14 transformadores AT/AT y 266 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 4-45 y Figura 4-46 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el 2034 (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%

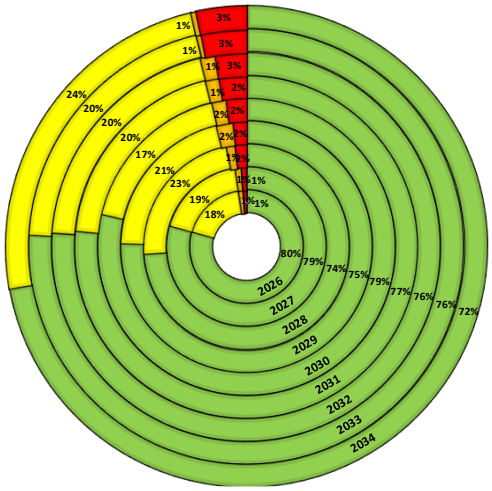


Figura 4-45. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.

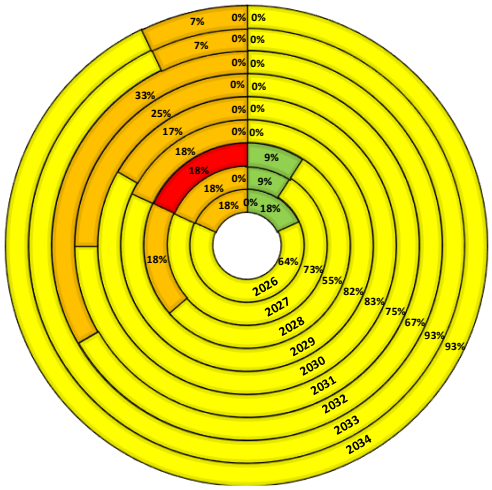


Figura 4-46. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Metropolitana. Escenario Primavera - Verano día.

Los resultados obtenidos muestran que se podrían presentar las siguientes cargabilidades en nueve circuitos de tramos de líneas de 110 kV al año 2034:

- San Bernardo - Malloco 110 kV (166%)
- Santiago Solar - Punta Peuco 110 kV C1 (95%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L1 (107%)
- Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV L2 (115%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C1 (126%)
- Tap Libertadores - Lo Campino 110 kV C2 (124%)
- Tap Libertadores - Punta Verde 110 kV C1 (124%)
- Tap Libertadores - Punta Verde 110 kV C2 (131%)
- Tap San Pablo - Enea 110 kV (108%)

Por otro lado, en el parque de transformadores AT/AT, los resultados indican que una unidad superaría el 85% de su capacidad nominal en el escenario más exigente (Primavera - Verano día) proyectado para el año 2034. A continuación, se presenta el listado de transformadores que alcanzan dicha condición:

- ATR Alto Jahuel 220/115/13.2kV 390MVA N2 (89%)

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, disminuyendo desde un 107% en 2028 a un 85% en 2029, 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 en 2030, junto con su correspondiente transformador AT/AT, contribuye a redistribuir los flujos de potencia en la zona y a reducir la cargabilidad de los transformadores asociados principalmente a las SS/EE Chena y Cerro Navia.

Posteriormente, la incorporación de la nueva S/E Isabel Riquelme en 2033, junto con sus transformadores AT/AT, genera una mejora adicional en la distribución de los flujos del sistema. Este efecto se observa particularmente en la S/E Chena, donde la cargabilidad de sus transformadores disminuye desde un 94% en 2032 a un 71% en 2033, evidenciando el aporte de esta nueva obra en la descongestión de los enlaces AT/AT de la zona.

No obstante, previo a la incorporación de estas obras, se identifica restricciones en el escenario Verano Día con Renca, observándose una cargabilidad máxima del orden del 107% en los transformadores de la S/E Cerro Navia durante el año 2028. Con la entrada en servicio progresiva de las nuevas instalaciones, las cargabilidades disminuyen y se mantienen bajo su capacidad nominal durante el resto del horizonte evaluado.

4.2.4.3 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.

4.2.4.3.1 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 14 transformadores AT/AT y 266 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 4-47 y Figura 4-48 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el 2034 (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%

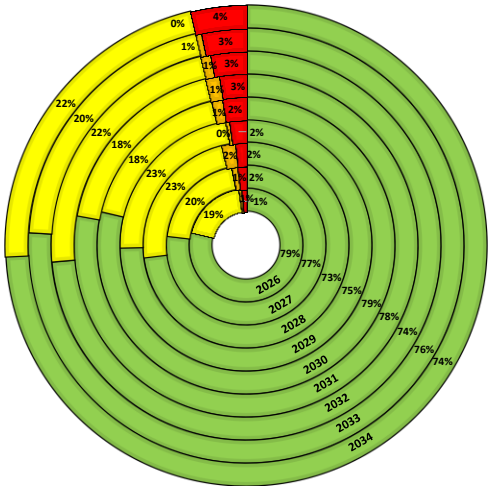
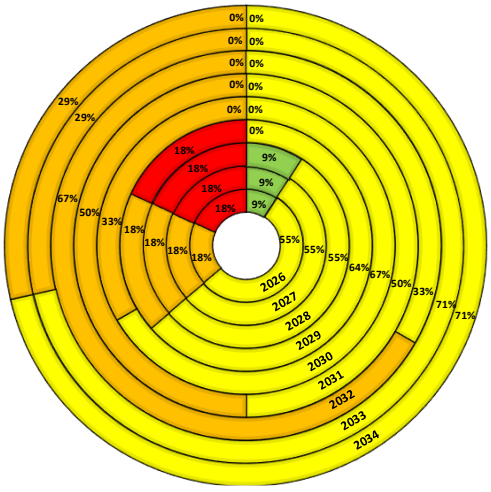


Figura 4-47. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Metropolitana. Escenario Primavera – Verano día (sin Renca).


0%
0%
0%

4.2.4.3.2 Contingencia ante salida de transformadores AT/AT del anillo 110 kV de la Región Metropolitana

Con el objetivo de evaluar el desempeño de la red ante la indisponibilidad de transformadores AT/AT, se efectuó un análisis de contingencia simple N-1 para los escenarios considerados en el estudio. Para cada condición se simuló la salida individual de los transformadores disponibles, verificando la cargabilidad resultante en el resto de las unidades AT/AT del sistema. En la Tabla 4-15 se identifican los análisis realizados.

Tabla 4-15. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana.

N°	Abreviatura	Nombre de la Falla
01	TR AJ N2	Falla en el transformador ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2
02	TR CN N2	Falla en el transformador ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N2
03	TR CN N3	Falla en el transformador ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N3
04	TR CN N5	Falla en el transformador ATR CERRO NAVIA 220/110/13.2kV 400MVA N5
05	TR C N1	Falla en el transformador ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N1
06	TR C N2	Falla en el transformador ATR CHENA 220/110/13.8kV 400MVA N2
07	TR ES N1	Falla en el transformador ATR EL SALTO 220/110/34.5kV 400MVA N1
08	TR ES N2	Falla en el transformador ATR EL SALTO 220/110/34.5kV 400MVA N2
09	TR LA N1	Falla en el transformador ATR LALMENDROS 220/110/13.2kV 400MVA N1
10	TR BC N1	Falla en el transformador TR BJA CORDILLER 220/110 KV 400MVA
11	TR B N1	Falla en el transformador TR BUIN 220/110/13.8kV 400MVA N1
12	TR LC N1	Falla en el transformador ATR LO CAMPINO 220/110 kV 400 MVA
13	TR IR N2	Falla en el transformador ATR I. RIQUELME 220/110/13.8kV 400 N2
14	TR IR N1	Falla en el transformador ATR I. RIQUELME 220/110/13.8kV 400MVA N1

Los resultados de los elementos más críticos al realizar las contingencias se indican en la siguiente tabla.

Tabla 4-16. Diagnóstico Contingencias N-1 transformadores AT/AT Región Metropolitana.

Escenario	Año	Contingencia crítica	Elemento más cargado	Cargabilidad máx.
Verano Día con Renca	2026	TR Cerro Navia N2/N3	TR Cerro Navia remanente	131 %
Verano Día con Renca	2034	TR Cerro Navia N2/N3	TR Cerro Navia remanente	110 %
Invierno Día con Renca	2026	TR Cerro Navia N2/N3	TR Cerro Navia remanente	119 %
Invierno Día con Renca	2034	TR El Salto N1/N2	TR El Salto remanente	104 %
Condición más exigente 2026*	2026	TR Cerro Navia N2/N3	TR Cerro Navia remanente	160 %
Condición más exigente 2034*	2034	TR Cerro Navia N2/N3	TR Cerro Navia remanente	141 %

Los resultados muestran que las principales restricciones se concentran en las SS/EE Cerro Navia, Chena y El Salto, donde la indisponibilidad de uno de los transformadores provoca una transferencia significativa de flujo hacia las unidades restantes. En particular, S/E Cerro Navia corresponde al punto más crítico, alcanzándose las mayores cargabilidades cuando se produce la salida de uno de sus transformadores AT/AT.

Para el escenario Verano Día con Renca 2026, la contingencia entre los transformadores de Cerro Navia constituye la condición más exigente, alcanzándose cargabilidades del orden de 131% en el transformador remanente. Asimismo, se observan sobrecargas en S/E Chena, de hasta aproximadamente 117%, y en S/E El Salto, donde la salida de una de las unidades lleva al transformador paralelo a aproximadamente 110%.

Hacia el año 2034, la incorporación de nuevas instalaciones y refuerzos permite reducir de manera importante las cargabilidades frente a contingencias. En el escenario Verano Día con Renca, la máxima cargabilidad asociada a la contingencia de Cerro Navia disminuye hasta aproximadamente 110%, mientras que en Chena las contingencias entre sus transformadores dejan de producir sobrecargas. No obstante, permanecen restricciones puntuales asociadas principalmente a las SS/EE Cerro Navia y El Salto, además de algunas transferencias entre Cerro Navia y el nuevo transformador de S/E Lo Campino.

En el escenario Invierno Día con Renca 2026, la condición más crítica corresponde igualmente a los transformadores de Cerro Navia, con cargabilidades cercanas al 119%, seguida por los transformadores de Chena, con aproximadamente 114%, y El Salto, con alrededor de 112%. Para el año 2034, estas condiciones mejoran considerablemente, quedando las principales sobrecargas asociadas a la S/E El Salto, con valores cercanos al 104%, mientras que las contingencias propias de Cerro Navia se mantienen bajo su capacidad nominal.

En las condiciones más exigentes evaluadas, particularmente aquellas asociadas a una menor disponibilidad de generación en el entorno de Renca, las contingencias en Cerro Navia adquieren mayor relevancia. En estos casos, las cargabilidades pueden alcanzar valores del orden de 150%–160% durante 2026, evidenciando una elevada dependencia de las transferencias a través de esta subestación. Si bien las obras incorporadas hacia 2034 reducen sustancialmente estas exigencias, persisten sobrecargas ante determinadas contingencias, particularmente entre Cerro Navia y Lo Campino.

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

Con el objetivo de evaluar el desempeño de la red de transmisión zonal ante la indisponibilidad de uno de sus circuitos, se efectuó un análisis de contingencia simple N-1 sobre los principales corredores de 110 kV considerados en el estudio. Para cada condición se simuló la salida de un circuito, transfiriéndose el flujo hacia el circuito paralelo disponible y verificando las cargabilidades resultantes en los elementos de la zona de acuerdo con lo indicado en la Tabla 4-17.

Tabla 4-17. Contingencia ante salida de líneas del anillo 110 kV de la Región Metropolitana.

N°	Nombre de la Falla
F1	Falla en Cto 1 Línea 110 kV Almendro-Florida, traspaso carga al Cto 2 110 kV Almendro-Florida.

N°	Nombre de la Falla
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 4-18.

Tabla 4-18. Diagnóstico Contingencias N-1 líneas de transmisión Región Metropolitana.

Contingencia N-1	Elemento relevante	Máx. 2026	Máx. 2034	Comentario
Almendro - Florida	Tap La Reina - Baja Cordillera 110 kV	108 %	135 %	Restricción asociada a contingencia
Almendro - El Salto	Tap Los Dominicos - Los Dominicos 110 kV	89 %	101 %	Sobrecarga marginal hacia 2034
Cerro Navia - Chena	Tap Sta. Marta - Tap Bicentenario	99 %	110 %	Restricción aparece hacia 2034
Cerro Navia - El Salto	Tap Lo Boza - Lo Boza / Lo Campino - Tap Quilicura	179 %	106 %	Restricción N-1 disminuye con obras
Chena - Ochagavía - Buin	San Bernardo - Malloco 110 kV	119 %	147 %	Restricción preexistente en condición normal; no atribuible exclusivamente a N-1

Los resultados obtenidos para el año 2026 muestran que las principales restricciones atribuibles a condiciones N-1 se concentran en las contingencias asociadas a los corredores Cerro Navia - El Salto y Almendro - Florida. En particular, ante la salida de un circuito del corredor Cerro Navia - El Salto, se registran cargabilidades de hasta aproximadamente 179% en el tramo Tap Lo Boza - Lo Boza 110 kV, correspondiendo a una de las condiciones más exigentes identificadas.

Por otra parte, en el sector sur de la Región Metropolitana se observa una elevada cargabilidad en la línea San Bernardo - Malloco 110 kV. Sin embargo, esta condición no corresponde a una consecuencia directa de la contingencia analizada, dado que dicho elemento presenta sobrecarga también en condición normal de operación. Por lo tanto, su resultado debe interpretarse como una restricción estructural preexistente de la red, sobre la cual determinadas contingencias pueden modificar o incrementar su nivel de cargabilidad.

Hacia el año 2034, la modificación de la topología de la red y la incorporación de nuevas obras permiten reducir significativamente algunas de las restricciones asociadas a contingencias. Esto se observa especialmente en el corredor Cerro Navia - El Salto, donde las máximas cargabilidades disminuyen respecto de los primeros años del horizonte. No obstante, se mantienen restricciones

en otros sectores de la red, particularmente en los corredores Almendro - Florida y Cerro Navia - Chena.

En el caso de la línea San Bernardo - Malloco 110 kV, su elevada cargabilidad persiste durante el horizonte evaluado tanto en condición normal como ante determinadas contingencias, por lo que esta restricción debe ser analizada principalmente como una condición de suficiencia de la red y no exclusivamente como un incumplimiento del criterio N-1.

4.2.5 DIAGNÓSTICO ZONAL ALTO JAHUEL – CHARRÚA

4.2.5.1 Descripción del sistema

Este sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 480 km lineales, el cual comprende las instalaciones ubicadas en el sector sur de la Región Metropolitana (provincias de Talagante, Maipo y Melipilla), Región del Libertador Bernardo O'Higgins, Región del Maule, y región de Ñuble.

En la Tabla 4-19 se presenta un resumen de las características topológicas de la zona:

Tabla 4-19. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona Alto Jahuel – Charrúa al año 2034.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	209
Transformadores AT/AT	60
Líneas	256 (2650 km)

4.2.5.1.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

En la Figura 4-49 se presenta la evolución porcentual de los estados de los transformadores desde el año 2026 hasta el año 2034 (año 2026 al interior) y la Figura 4-50 presenta la cantidad de transformadores 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%.

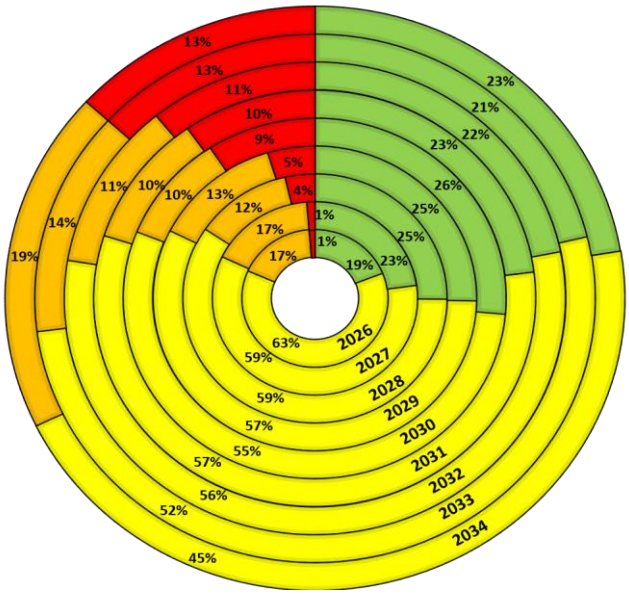


Figura 4-49. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

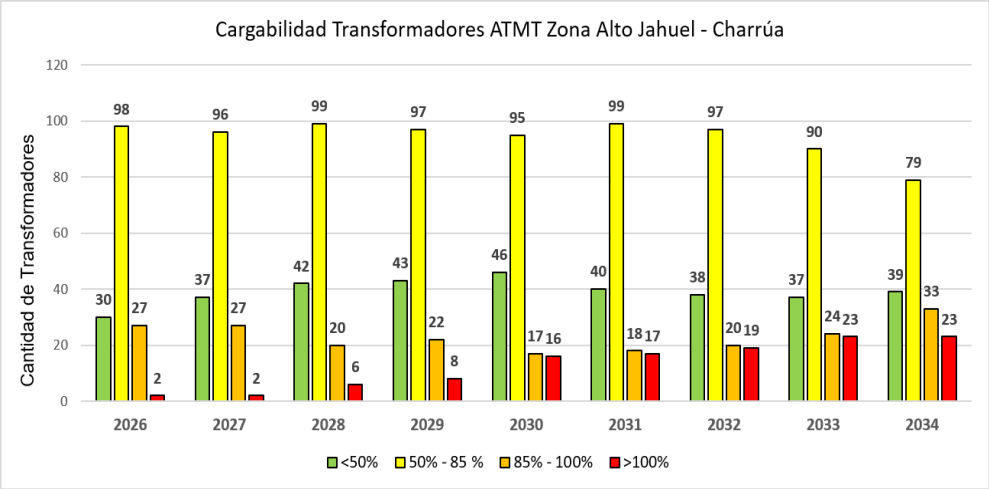


Figura 4-50. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Alto Jahuel - Charrúa.

A partir de las Figura 4-49 y Figura 4-50 se observa que desde el año 2026 al año 2034 se presenta un incremento de los transformadores que podrían superar su capacidad nominal (incremento en 21 unidades). Este comportamiento también se observa para las unidades que se encuentran en régimen de carga elevada (85% a 100% de carga nominal). Un 50 % de las unidades muestran una carga nominal parcial (entre 50% y 85 % de cargabilidad).

La situación anterior se debe a que el diagnóstico de esta zona no consideró el efecto de la puesta en servicio de ciertas obras reguladas por el artículo 157° del DS N°37 y la Res. Exenta N°98/2025 (que aprueba la licitación de ampliaciones por parte de sus propietarios). Asimismo, se excluyó un grupo de proyectos en construcción debido a la falta de información fehaciente sobre los traspasos de carga en las redes de distribución que involucran a estas obras.

De acuerdo con lo indicado en el párrafo anterior, a continuación, se muestra los transformadores que podrían presentar dificultades para suministrar la demanda en condiciones normales de operación.

Tabla 4-20. Transformadores con compromiso en su suficiencia 2026-2034 y obra que soluciona problemática. Zona Metropolitana – O'Higgins

Obra en Curso	Transformador	Cargabilidad 2026
1	T2D S/E CHOCALAN BT1	**101%**
2 - 3	T2D S/E EL MONTE BT1	**92%**
4	T2D S/E HOSPITAL BT2	**91%**
5	T2D S/E ISLA DE MAIPO BT1	**72%**
5	T2D S/E ISLA DE MAIPO BT2	**78%**
6	CACHAPOAL 66/15KV 25MVA N°1	**93%**
6	CACHAPOAL 66/15KV 25MVA N°2	**92%**
7	T2D S/E BUIN (CGE) BT1	**74%**
7	T2D S/E BUIN (CGE) BT2	**78%**
8	T2D S/E LIHUEIMO BT1	**96%**
9	T2D S/E REGULADORA RAPEL BT3	**92%**
10	T2D S/E LORETO BT	**92%**
11	T2D S/E MACHALI BT1	**87%**
S/I	T2D S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA BT-1	**88%**
S/I	T2D S/E SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA BT2	**85%**
S/I	T2D S/E COLCHAGUA BT2	**97%**
S/I	T2D S/E MALLOA BT1	**98%**
S/I	T2D S/E MALLOA BT2	**94%**

Tabla 4-21. Obra en curso que soluciona problemática ATMT. Zona Metropolitana – O'Higgins

Obra en curso N°	Nombre Obra	Decreto	Estado
1	Ampliación en S/E Chocalán	2019-D198	Licitación parte propietario
2	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	2018-D293	Licitación parte propietario
3	Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	2023-D257	En construcción sin información traspasos por red Dx.
4	Ampliación en S/E Hospitales (NTR ATMT)	2022-D200	Relicitación
5	Ampliación en Isla de Maipo	2021-D185	Licitación parte propietario
6	Nueva S/E Cañaveral	2024-D13	Licitación parte propietario
7	Nueva S/E Seccionadora Linderos	2023 - D257	En construcción sin información traspasos por red Dx
8	Ampliación en S/E Lihueimo	2019-D198	Licitación parte propietario

Obra en curso N°	Nombre Obra	Decreto	Estado
9	Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella	2023-D257	En construcción sin información traspasos por red Dx
10	Ampliación en S/E Loreto	2019-D198	Licitación parte propietario
11	NUEVA S/E EL QUELMÉN	2024-D13	Pendiente Decreto de adjudicación

Tabla 4-22. Transformadores con escenario de compromiso en su suficiencia 2026-2034 y obra que soluciona problemática. Zona Maule - Ñuble

Obra en Curso	Transformador	Cargabilidad 2026
1	T2D S/E CURICO BT1	**97%**
1	T2D S/E CURICO BT2	**94%**
2	T2D S/E MOLINA BT1	**72%**
2	T2D S/E MOLINA BT2	**92%**
3 - 4 -5	T2D S/E TALCA BT1	**77%**
3 - 4 -5	T2D S/E TALCA BT2	**91%**
3 - 4 -5	T2D S/E TALCA BT3	**79%**
3 - 4 -5	T2D S/E TALCA BT4	**80%**
6 - 7	T2D S/E CHILLAN BT1	**79%**
6 - 7	T2D S/E CHILLAN BT4	**95%**
8	T2D S/E HUALTE BT2	**92%**
S/I	T2D S/E SAN RAFAEL BT1	**97%**

Tabla 4-23. Obra que soluciona problemática ATMT. Zona Maule - Ñuble

Obra en curso N°	Nombre Obra	Decreto	Estado
1	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	2021 - D229	En construcción sin información traspasos por red Dx
2	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	2019 - D198	Licitación parte propietario
3	Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)	2024-D266	En construcción sin información traspasos por red Dx
4	Nueva S/E El Ruil 66 kV	2021-D185	En servicio sin información de traspasos por red Dx
5	Nueva S/E Pelarco	2025-D354	Licitación parte propietario
6	Nueva S/E Coihueco y Nueva Línea 2X66 kV Monterrico - Coihueco	2024-D13	Licitación parte propietario
7	Nueva S/E Pinto y Nueva Línea 2X66 kV Coihueco -Pinto	2024-D13	En construcción sin información traspasos por red Dx
8	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	2023-D257	Depende de construcción de Línea Costera 220 kV Hualqui - Dichato

La Tabla 4-20 y la Tabla 4-22 muestran los transformadores AT/MT, que podrían presentar compromisos en su suficiencia debido a retrasos en la puesta en servicio de proyectos de infraestructura zonal asociado a estas instalaciones. Lo anterior, refleja la relevancia en el éxito de la puesta en servicio de los proyectos contenidos en los planes de expansión, así como también

muestra la importancia de los análisis de las redes de distribución en la definición de nuevas instalaciones para determinar el real uso esperado de las instalaciones.

4.2.5.1.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 53 transformadores AT/AT y 238 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 noche. La Figura 4-51 y Figura 4-52 presentan la evolución de los estados de las líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el 2034 (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%

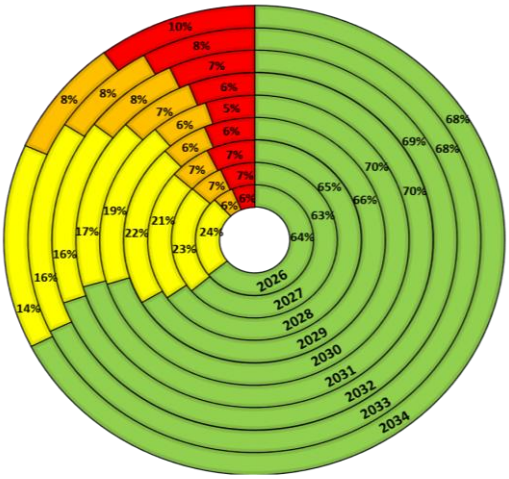


Figura 4-51. Evolución del estado de líneas de transmisión, zona Alto Jahuel – Charrúa. Escenario verano – día.

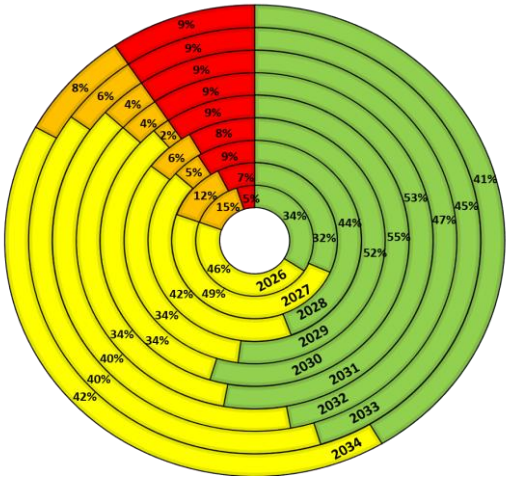


Figura 4-52. Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa. Escenario verano – día

Es importante mencionar que un grupo de instalaciones podrían presentar condiciones críticas de abastecimiento de la demanda en un escenario verano día:

1. Región de O'Higgins: las unidades AT/AT de la Subestación Alto Jahuel (unidad N°6 de 220/154 kV y unidad N°1 de 110/66 kV) podrían presentar una alta criticidad para satisfacer la demanda. Asimismo, se anticipan restricciones de cargabilidad en la unidad N°1 (154/66 kV) de la Subestación Rancagua, así como problemas de suficiencia en la unidad N°3 (154/66 kV) de la Subestación Punta Cortés y en la unidad N°1 (220/154 kV) de la Subestación Tinguiririca. En relación con las líneas, se proyectan posibles condiciones críticas con las líneas: 1x66 kV Maitén – El Paico, 1x66 kV Mandinga – Las Arañas, 66 kV San Fernando-La

Ronda – Placilla, 1x66 kV Tap Hospital – Hospital. Al final del horizonte de análisis la línea 2x66 kV Rancagua – Cachapoal y la línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche podrían presentar dificultades para suministrar la demanda máxima. Es importante mencionar, que el sistema 1x154 kV entre Alto Jahuel y Tinguiririca, podría presentar problemas de seguridad en un escenario verano día frente a altas temperaturas y baja generación local.

2. Región de Maule y Ñuble: Si bien no se identifican unidades incapaces de suministrar la demanda en el corto plazo, es importante señalar que esto se pudo ver afectado debido a que para efectos de mejorar la convergencia en las simulaciones en el programa Power Factory se mejoraron los factores de potencia en algunas zonas. Por lo cual es importante destacar que el nivel de reactivos por las unidades ATAT de las subestaciones, Itahue, Maule, Parral, Chillán, Charrúa, puede aumentar de manera importante su cargabilidad. Lo expresado anteriormente se puede verificar por los problemas de regulación de tensión que se presentan en el periodo estival en estas zonas. Lo que respecta a líneas se pueden presentar problemas críticos con las líneas: 2x66 kV Maule – San Miguel, 1x154 kV Maule Yerbas Buenas, sistema 66 kV Hualañé – Villa Prat- Parronales, 2x66 kV Itahue – Tap Los Maquis y la línea 1x154 kV Charrúa – Chillán.

Es relevante mencionar que, en el análisis diagnóstico, se considera la generación de las centrales conectadas al sistema zonal operando de acuerdo con el promedio del mes de enero 2025. Se destaca que no se despacha la central Nueva Aldea. La zona de Constitución necesita de generación local debido a requerimientos de regulación de tensión. Una situación similar asociado a problemas de regulación de tensión, presentan las zonas de: Hualte- Quirihue, La Vega – Cauquenes, Hualañé – Villa Prat-Parronal, Lihueimo-Marchigüe- Las Arañas -El Peumo y la zona El Manzano – Las Cabras.

Respecto al estado de las líneas de transmisión, es importante destacar que en el sistema 154 kV entre Alto Jahuel y Tinguiririca, se presenta un desmedro en su seguridad debido a que en ciertas condiciones del año (demanda, temperatura ambiente), no se puede asegurar el criterio N-1 para esta zona, lo que podría ocasionar sobrecargas frente a contingencias con eventuales pérdidas de consumo. Lo anterior ratifica la importancia en la ejecución del conjunto de obras que ofrecen un nuevo punto de suministro 220/154 kV en la subestación Punta Cortés, así como la ejecución de la segunda unidad 220/154 kV en subestación Tinguiririca.

4.2.6 DIAGNÓSTICO ZONAL CHARRÚA – CHILOÉ

4.2.6.1 Descripción del sistema

Este sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 680 km lineales, el cual comprende las instalaciones ubicadas en las regiones del Biobío, de La Araucanía, de Los Ríos y de Los Lagos.

En la Tabla 4-24 se presenta la cantidad de equipos de transmisión zonal considerando las obras decretadas.

Tabla 4-24. Cantidad de elementos de transmisión zonal en la zona sur.

Elemento	Cantidad
Transformadores AT/MT	179
Transformadores AT/AT	48
Líneas	4500 kilómetros

4.2.6.1.1 Diagnóstico de Transformadores AT/MT

La Figura 4-53 presenta la evolución de los estados de los transformadores desde el año 2026 (al centro) hasta el año 2034, donde los estados corresponden a:

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

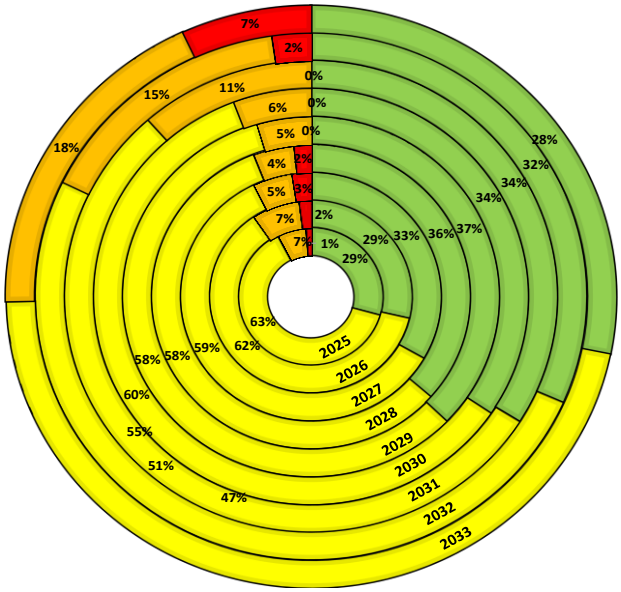


Figura 4-53. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

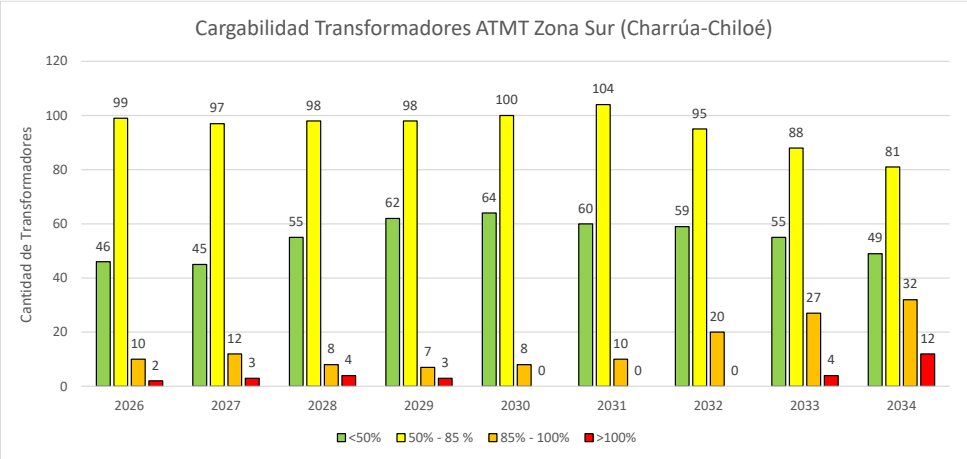


Figura 4-54. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, Zona Charrúa – Chiloé.

- Los resultados de la Figura 4-53 y Figura 4-54 muestran que al año 2034, el 25% de los transformadores podrían presentar cargabilidades sobre el 85% de su capacidad.
- Entre los años 2030 al 2032 se aprecia que no existen transformadores con carga superior al 100%, mientras que los transformadores con carga entre el 85% a 100% superan el promedio de 9 unidades, aumentando a un promedio de 26 unidades los últimos tres años de análisis. Lo anterior debido a los supuestos considerados para la entrada en servicio de las obras de expansión decretadas.

- En el último año analizado (2034), se aprecia que un total 12 transformadores podrían presentar una cargabilidad por sobre el 100% de su capacidad y 32 transformadores alcanzarían niveles de cargabilidad por sobre el 85%.

Los transformadores que podrían presentar una cargabilidad entre el 85% al 100% de su capacidad nominal al final del horizonte, son los siguientes (32 unidades):

- CHIVILCAN 66/15KV 22.5MVA N 3 UR (85%)
- T2D S/E PITRUFQUEN BT3 (89%)
- T2D S/E LOS ANGELES (CGE) BT2 (88%)
- T2D S/E MANSO DE VELASCO BT2 (87%)
- LONCOCHE 66/13.8KV 4-5MVA N 1 (88%)
- T2D S/E ARENAS BLANCAS BT1 (87%)
- T2D S/E TOME BT1 (90%)
- T2D S/E TOME BT2 (90%)
- T2D S/E LOMA COLORADA BT1 (86%)
- T2D S/E LAS ENCINAS BT1 (85%)
- T2D S/E LAUTARO BT2 (89%)
- T2D S/E PADRE LAS CASAS BT (87%)
- LAS ENCINAS 66/15KV 25MVA 2 (88%)
- T2D S/E LOTA BT1 (87%)
- T2D S/E EJERCITO BT2 (87%)
- T2D S/E SAN PEDRO (CGE) BT1 (90%)
- T2D S/E LOS TAMBORES BT2 (85%)
- T2D S/E LICANCO BT1 (85%)
- T2D S/E CARAMPANGUE BT1 (89%)
- T2D S/E QUELLON HT2 (85%)
- T2D S/E LOS TAMBORES BT1 (89%)
- T2D S/E LATORRE BT1 (88%)
- T2D S/E SANGRA BT1 (88%)
- T2D S/E MELIPULLI JT44 (88%)
- FRUTILLAR 69/24KV 16MVA 1 (87%)
- T2D S/E MANSO DE VELASCO BT1 (87%)
- T2D S/E LLAIMA BT1 (86%)
- T2D S/E PERALES CT1 (86%)
- T2D S/E CHIGUAYANTE BT2 (86%)
- T2D S/E PERALES CT2 (86%)
- T2D S/E CHIVILCAN BT1 (86%)
- T2D S/E LA MISION BT1 (85%)

Los transformadores que podrían presentar un escenario de cargabilidad superior al 100% de su capacidad al año 2034, son los siguientes:

- T2D S/E LA UNION BT5 (100%)
- T2D S/E IMPERIAL BT1 (101%)
- T2D S/E CHIGUAYANTE BT1 (101%)
- T2D S/E COLO COLO BT1 (102%)
- T2D S/E PITRUFQUEN BT1 (102%)
- T2D S/E LA UNION BT3 (105%)
- CHIVILCAN 66/15KV 25MVA N 2 (105%)
- T2D S/E PUCON BT1 (107%)
- T2D S/E MAHNS BT2 (107%)
- T2D S/E TRES PINOS BT2 (111%)
- T2D S/E LOS ANGELES (CGE) BT1 (115%)
- T2D S/E LONCOCHE BT2 (115%)

En el sector Charrúa–Temuco, los resultados al año 2034 identifican potenciales riesgos de suficiencia en la transformación de la S/E Los Ángeles, donde la unidad N°2 de 154/66 kV y 75 MVA podría superar su capacidad nominal a fines del horizonte de estudio. Por su parte, las unidades N°1 y N°2 de la S/E Alonso de Ribera presentarían cargabilidades de 95% y 91%, respectivamente, aunque con compromisos en su suficiencia para atender incrementos de demanda adicionales, siendo unidades cuyo margen de capacidad justificaría un seguimiento de la evolución de la demanda y de la distribución de los flujos.

La evaluación de alternativas de expansión para el sector de Los Ángeles deberá considerar conjuntamente la capacidad de transformación y las restricciones de las redes de 66 kV asociadas. En particular, los resultados también identifican posibles sobrecargas en las líneas Los Ángeles–Manso de Velasco y Alonso de Ribera–Colo Colo, por lo que un aumento de capacidad de transformación, por sí solo, no permitiría asegurar la suficiencia del conjunto de instalaciones que abastecen estos consumos.

Los resultados anteriores, fueron obtenidos luego de un análisis en el cual no se consideraron los efectos de la puesta en servicio de un determinado grupo de obras nuevas y de ampliación, debido a que estas obras se encuentran en proceso licitatorio por parte de los propietarios o están en proceso administrativo pendiente que no permite su avance de construcción.

4.2.6.2 Diagnóstico de Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión

Se realiza el diagnóstico de un total de 48 transformadores AT/AT y 200 circuitos de tramos de líneas, considerando las nuevas instalaciones de la zona, siendo éstas evaluadas para los escenarios de invierno día y verano noche. La Figura 4-55 y Figura 4-56 presentan la evolución de los estados de las líneas o circuitos de líneas y transformadores AT/AT respectivamente, desde el año 2026 (círculo interior) hasta el 2034 (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%

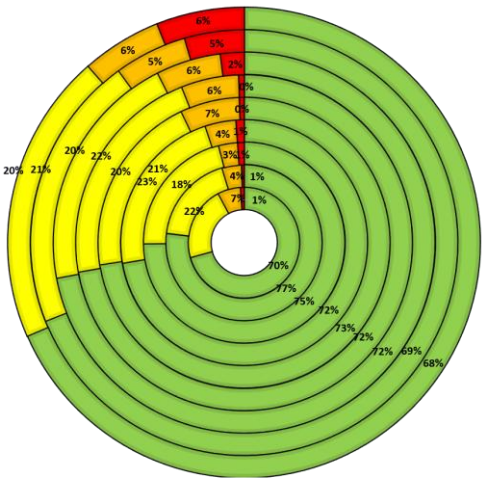


Figura 4-55 Evolución de las máximas del estado de líneas de transmisión, zona Charrúa – Chiloé. Escenario invierno-día.

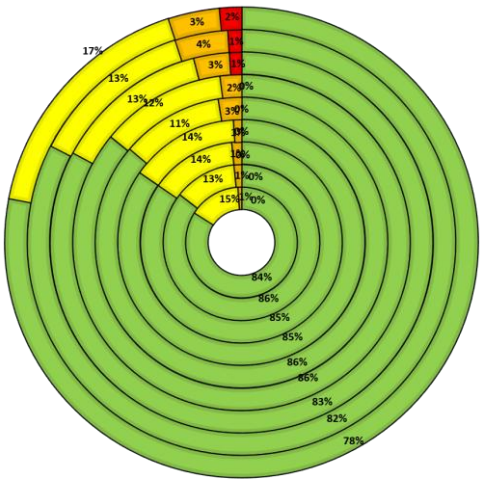


Figura 4-56 Evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé. Escenario verano-noche.

De los resultados de las Figura 4-55 y Figura 4-56 podemos destacar que las siguientes instalaciones podrían presentar una cargabilidad mayor al 85% a fines del horizonte:

- 1x66 kV Temuco – Pillanlelbún (86%)
- 2x66 kV Temuco - Pumahue C2 (87%)
- 2x154 kV San Vicente - Talcahuano C1 (87%)
- 2x154 kV San Vicente - Talcahuano C2 (87%)
- 1x66 kV Nahuelbuta – Angol (89%)
- 1x66 kV Arenas Blancas - Tap Polpaico (90%)
- 1x66 kV Tap Polpaico – Escuadrón (93%)
- 2x66 kV Talcahuano - Latorre C2 (88%)
- 2x66 kV Talcahuano - Latorre C1 (88%)
- 2x66 Licanco - Padre las Casas C1 (94%)
- 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo Colo (92%)
- 1x66 kV Llaima – Pillanlelbun (101%)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C2 (103%)
- 2x66 kV Melipulli- Sangra C1 (103%)
- 1x66 kV Valdivia - Picarte (107%)
- 1x66 kV Chivilcán - Las Encinas (108%)
- 2x66 kV Temuco - Pumahue C1 (110%)
- 1x66 kV Pumahue – Chivilcán (113%)
- 1x66 kV Los Angeles - Manso de Velasco (113%)
- 2x66 kV Lastarria - Loncoche C1 (126%)
- 2x66 kV Lastarria - Loncoche C2 (126%)
- 1x66 Pitrufquen - Licanco C2 (128%)
- 1x66 kV Arenas Blancas-Schwager (89%)

Los transformadores AT/AT que podrían presentar una cargabilidad superior al 85% al final del horizonte de análisis (año 2034) son los siguientes:

- TR ALONSO DE RIBERA 154/66/15kV 75MVA N2 (91%)
- TR ALONSO DE RIBERA 154/66kV 75MVA N1 (95%)
- TR LOS ANGELES 154/66/14.8kV 75MVA N2 (106%)
- TR LASTARRIA 220/66/13.2 KV 75 MVA (108%)
- TR VALDIVIA 230/69/13.8kV 60MVA N4 (108%)

Las principales restricciones de capacidad identificadas al año 2034 en la zona sur se concentran en redes de 66 kV que abastecen los centros de consumo de Concepción, Los Ángeles y Temuco. Destacan las cargabilidades proyectadas en las líneas Los Ángeles–Manso de Velasco y 2x66 kV Lastarria - Loncoche C1, que podrían alcanzar un 113% y 126% respectivamente. En el entorno de Temuco, las sobrecargas se presentan en varios tramos de la red, incluyendo Pumahue–Chivilcán (113%), el circuito N°1 de Temuco–Pumahue (110%), Chivilcán–Las Encinas (108%) y Llaima–Pillanlelbún (101%).

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 PARA LA RELOCALIZACIÓN DEL PARQUE GENERADOR