



ANEXO I

DESCRIPCIÓN DE OBRAS DE PROPUESTAS

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2025

Diciembre de 2025

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 Departamento de Planificación Eléctrica
Cristian Clavería H.	Jefe Departamento Ingeniería y Diseño

AUTORES

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

DISTRIBUCIÓN

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

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
ÍNDICE DE TABLAS	8
1 PROPUESTA DE OBRAS	10
1.1 OBRAS NACIONALES.....	10
1.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA LAGUNAS (NTR ATAT)	10
1.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL (NTR ATAT).....	13
1.1.3 NUEVA LÍNEA 2x220 KV MANUEL RODRÍGUEZ - AGUA SANTA	16
1.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E POLPAICO (NTR ATAT).....	20
1.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE (NTR ATAT).....	24
1.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO JAHUEL (NTR ATAT)	28
1.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEA 2x220 KV POLPAICO - CERRO NAVIA	32
1.1.8 NUEVA S/E LO CURRO Y LÍNEA 2x220 KV LO CURRO – ISABEL RIQUELME	36
1.1.9 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO 1x220 KV LO AGUIRRE – ALTO MELIPILLA L2	40
1.2 OBRAS ZONALES.....	43
1.2.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO	43
1.2.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA	61
1.2.3 ZONA REGIÓN DE VALPARAÍSO	92
1.2.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA	95
1.2.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA.....	121
1.2.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ.....	138

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Diagrama unilineal de S/E Nueva Lagunas y corredor al sur hasta S/E Kimal, considerando el proyecto.	10
Figura 1-2. Vista aérea de la ubicación referencial S/E Nueva Lagunas.	11
Figura 1-3. Uso esperado del tramo de transformación 500/220kV S/E Nueva Lagunas.	12
Figura 1-4. Diagrama unilineal simplificado de entorno de S/E Kimal, considerando el proyecto.	13
Figura 1-5. Vista aérea S/E Kimal.	14
Figura 1-6. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Kimal, considerando el proyecto.	15
Figura 1-7. Diagrama unilineal de sistema de transmisión entre las SS/EE Nogales y Alto Melipilla, considerando el proyecto.	17
Figura 1-8. Ubicación referencial de la futura S/E Manuel Rodríguez, y otras SS/EE existentes del entorno del proyecto nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.	18
Figura 1-9. Uso esperado de la línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.	18
Figura 1-10. Uso esperado de la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa.	19
Figura 1-11. Uso esperado de la línea 2x220 kV Agua Santa – La Pólvara.	19
Figura 1-12. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.	21
Figura 1-13. Vista aérea S/E Polpaico.	22
Figura 1-14. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Polpaico, considerando el proyecto.	23
Figura 1-15. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.	25
Figura 1-16. Vista aérea S/E Seccionaldora Lo Aguirre.	26
Figura 1-17. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre, considerando el proyecto.	27
Figura 1-18. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.	29
Figura 1-19. Vista aérea S/E Alto Jahuel.	30
Figura 1-20. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre, considerando el proyecto.	31
Figura 1-21. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.	33
Figura 1-22. Vista aérea entre SS/EE Polpaico y Cerro Navia.	34
Figura 1-23. Uso esperado de la línea 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa, considerando el Proyecto.	34
Figura 1-24. Uso esperado de la línea 2x220 kV Nueva Lampa – Lo Campino, considerando el Proyecto.	35
Figura 1-25. Uso esperado de la línea 2x220 kV Lo Campino – Cerro Navia, considerando el Proyecto.	35
Figura 1-26. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.	37
Figura 1-27. Radio de 14 kilómetros, ubicación referencial S/E Lo Curro, S/E Isabel Riquelme y trazado tentativo Línea 2x220 kV Lo Curro – Isabel Riquelme.	38
Figura 1-28. Uso esperado tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Curro, según el proyecto.	39

Figura 1-29. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Polpaico, considerando el proyecto.	39
Figura 1-30. Diagrama unilineal de sistema de transmisión entre las SS/EE Lo Aguirre y Portezuelo, considerando el proyecto.	40
Figura 1-31. Vista aérea entre la SS/EE Secccionadora Alto Melipilla y Secccionadora Lo Aguirre... ..	41
Figura 1-32. Uso esperado del corredor compuesto por la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2 y 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L1.....	42
Figura 1-33. Vista aérea Nueva S/E Cerro Chuño.	44
Figura 1-34. Cargabilidad proyectada transformadores Zona de Arica.	46
Figura 1-35. Vista aérea futura línea 1x66 kV Arica – Cerro Chuño.	47
Figura 1-36. Vista aérea Nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará.	49
Figura 1-37. Vista aérea Nueva S/E Nueva Tamarugal.	52
Figura 1-38. Cargabilidad proyectada transformadores y líneas entorno S/E Tamarugal.	53
Figura 1-39. Vista aérea Nueva línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal.	55
Figura 1-40. Vista aérea S/E Tamarugal.	57
Figura 1-41. Vista aérea S/E Uribe.	59
Figura 1-42. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Uribe.	60
Figura 1-43. Vista aérea S/E Pan de Azúcar.	62
Figura 1-44. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Pan de Azúcar.	63
Figura 1-45. Vista aérea Nueva S/E Rivadavia.	66
Figura 1-46. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Vicuña.	67
Figura 1-47. Vista aérea 2x110 kV El Peñon – La Ruca.	69
Figura 1-48. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 2x110 kV El Peñon – La Ruca en operación N.	70
Figura 1-49. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 2x110 kV El Peñon – La Ruca en operación N-1.	71
Figura 1-50. Vista aérea S/E Ovalle.	73
Figura 1-51. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Ovalle.	74
Figura 1-52. Vista aérea línea 1x110 kV Ovalle – Illapel.	76
Figura 1-53. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 1x110 kV Ovalle – Illapel en operación N.	77
Figura 1-54. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 1x110 kV Ovalle – Illapel en operación N-1.	78
Figura 1-55. Vista aérea S/E Punitaqui.	80
Figura 1-56. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Punitaqui.	81
Figura 1-57. Vista aérea Nueva S/E Pichidangui.	83
Figura 1-58. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Quereo.	84
Figura 1-59. Vista aérea Nueva S/E Cachagua.	87
Figura 1-60. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Casas Viejas y S/E Marbella.	88
Figura 1-61. Vista aérea nueva línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua.	90
Figura 1-62. Vista aérea S/E Bollenar.	93
Figura 1-63. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Bollenar.	94
Figura 1-64. Vista aérea S/E Santa Marta.	95
Figura 1-65. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Santa Marta	97
Figura 1-66. Vista aérea S/E Ochagavía.	98
Figura 1-67. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Ochagavía.	99
Figura 1-68. Vista aérea línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto.	100

Figura 1-69. Cargabilidad proyectada línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto ante contingencia N-1.....	101
Figura 1-70. Vista aérea línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo.	102
Figura 1-71. Cargabilidad proyectada línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo ante contingencia N-1.103	
Figura 1-72. Vista aérea Nueva S/E Adolfo Ibáñez.....	105
Figura 1-73. Cargabilidad proyectada transformadores S/E La Reina.	106
Figura 1-74. Diagrama Unilineal de la Nueva S/E Isabel Riquelme.	108
Figura 1-75. Vista aérea Nueva S/E Isabel Riquelme.	108
Figura 1-76. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.....	109
Figura 1-77. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.....	109
Figura 1-78. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.....	110
Figura 1-79. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.....	110
Figura 1-80. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.	110
Figura 1-81. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.	111
Figura 1-82. Diagrama Unilineal S/E Punta Verde.....	112
Figura 1-83. Vista aérea S/E Punta Verde.	113
Figura 1-84. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.....	114
Figura 1-85. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.....	114
Figura 1-86. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.....	114
Figura 1-87. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.....	115
Figura 1-88. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.	115
Figura 1-89. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.	115
Figura 1-90. Diagrama Unilineal de la Línea 2x220 kV El Salto - Punta Verde.	117
Figura 1-91. Vista aérea Línea 2x220 kV El Salto - Punta Verde.	117
Figura 1-92. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.....	118
Figura 1-93. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.....	118
Figura 1-94. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.....	119
Figura 1-95. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.....	119
Figura 1-96. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.	119
Figura 1-97. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.	120

Figura 1-98. Vista aérea ubicación S/E Tap Nihue	122
Figura 1-99. Cargabilidad proyectada transformador T3 S/E Reguladora Rapel.	122
Figura 1-100. Vista aérea ubicación Ltx 2x66 kV Rancagua – Alameda.	124
Figura 1-101. Cargabilidad proyectada transformador T3 S/E Reguladora Rapel.	124
Figura 1-102. Vista aérea ubicación Ltx 1x66 kV El Maitén – El Paico.....	126
Figura 1-103. Curva Duración de carga Ltx El Maitén – El Paico año 2025 bloque 20 a 23 horas.	126
Figura 1-104. Vista aérea ubicación Ltx 2x66 kV Itahue – Tap Los Maquis.	128
Figura 1-105. Curva Duración de carga Cto. N°1 Itahue – Los Maquis año 2025 bloque 20 a 23 horas.	129
Figura 1-106. Curva Duración de carga Cto. N°2 Itahue – Los Maquis año 2025 bloque 20 a 23 horas.	129
Figura 1-107. Vista aérea ubicación S/E Charrúa – S/E Pueblo Seco y S/E Montenegro.	131
Figura 1-108.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 25°C.	132
Figura 1-109. Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 30°C.	132
Figura 1-110. Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 35°C.	132
Figura 1-111.Vista aérea ubicación S/E Charrúa – S/E Pueblo Seco y S/E Montenegro.	135
Figura 1-112.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 25°C.	136
Figura 1-113.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 30°C.	136
Figura 1-114.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 35°C.	136
Figura 1-115. Vista aérea S/E Calbuco.....	139
Figura 1-116. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Curanilahue.	139
Figura 1-117. Cargabilidad proyectada transformador S/E Imperial.....	142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Evaluación económica de la obra de ampliación S/E Nueva Lagunas.	12
Tabla 1-2. Valorización de obra de ampliación S/E Nueva Lagunas.	12
Tabla 1-3. Evaluación económica de la obra de ampliación S/E Kimal.	15
Tabla 1-4. Valorización de obra de ampliación S/E Kimal.	15
Tabla 1-5. Evaluación económica de obra nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.	19
Tabla 1-6. Valorización de obra nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.	19
Tabla 1-7. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Polpaico.	23
Tabla 1-8. Valorización de obra de ampliación S/E Polpaico.	23
Tabla 1-9. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Lo Aguirre.	27
Tabla 1-10. Valorización de obra de ampliación S/E Lo Aguirre.	27
Tabla 1-11. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Alto Jahuel.	31
Tabla 1-12. Valorización de obra de ampliación S/E Alto Jahuel.	31
Tabla 1-13. Evaluación económica de obra aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia.	35
Tabla 1-14. Valorización de obra aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia.	36
Tabla 1-15. Evaluación económica de obra nueva S/E Lo Curro y línea 2x220kV Lo Curro – Isabel Riquelme.	39
Tabla 1-16. Valorización de obra nueva S/E Lo Curro y línea 2x220kV Lo Curro – Isabel Riquelme.	39
Tabla 1-17. Evaluación económica de obra tendido segundo circuito de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2.	42
Tabla 1-18. Valorización de obra tendido segundo circuito de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2.	42
Tabla 1-19. Valorización de la obra Nueva S/E Cerro Chuño.	46
Tabla 1-20. Valorización de la obra Ampliación Línea 1x66 kV Arica – Cerro Chuño.	48
Tabla 1-21. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.	50
Tabla 1-22. Valorización de la obra Nueva S/E Nueva Tamarugal.	53
Tabla 1-23. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal.	55
Tabla 1-24. Valorización de la obra Ampliación en S/E Tamarugal.	57
Tabla 1-25. Valorización de la obra Ampliación en S/E Uribe.	60
Tabla 1-26. Valorización de la obra Ampliación en S/E Pan de Azúcar.	63
Tabla 1-27. Valorización de la obra Nueva S/E Rivadavia.	67
Tabla 1-28. Valorización de la obra Ampliación en Línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca.	71
Tabla 1-29. Valorización de la obra Ampliación en S/E Ovalle.	74
Tabla 1-30. Valorización de la obra Ampliación Línea 1x110 kV Ovalle - Illapel.	78
Tabla 1-31. Valorización de la obra Ampliación en S/E Punitaqui.	81
Tabla 1-32. Valorización de la obra Nueva S/E Pichidangui.	85
Tabla 1-33. Valorización de la obra Nueva S/E Cachagua.	88
Tabla 1-34. Valorización de la obra Nueva Línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua.	90
Tabla 1-35: Valorización de la obra NTR Bollenar 110/13.8 kV 30MVA	94
Tabla 1-36. Puntos de Carga Electroterminales S/E Santa Marta.	96
Tabla 1-37. Valorización de la obra Ampliación en S/E Santa Marta.	97
Tabla 1-38. Valorización de la obra Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT).	99
Tabla 1-39. Valorización de la obra Ampliación Línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto.	101



Tabla 1-40. Valorización de la obra Ampliación Línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo.....	103
Tabla 1-41. Valorización de la obra Nueva S/E Adolfo Ibáñez.	106
Tabla 1-42. Valorización de la obra Nueva S/E Isabel Riquelme.	111
Tabla 1-43. Valorización de la obra Ampliación en S/E Punta Verde.	116
Tabla 1-44. Valorización de la obra Nueva Línea Punta Verde – El Salto 2x220 kV	120
Tabla 1-45. Valorización de la obra Ampliación en S/E Tap Nihue (NTR ATMT).	123
Tabla 1-46. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Ltx 2x66 kV Rancagua - Alameda...	125
Tabla 1-47. Valorización de la obra Nueva Línea 2x220 kV Entre Ríos - Río Viejo.....	133
Tabla 1-48. Valorización Ampliación S/E Río Viejo [NTR ATAT].....	137
Tabla 1-49. Valorización de la obra Ampliación en S/E Calbuco.....	140
Tabla 1-50. Valorización de la obra Ampliación en S/E Imperial.	142
Tabla 1-51. Valorización de la obra Aumento de Capacidad de Línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.	
.....	145

1 PROPUESTA DE OBRAS

En esta sección se expone las obras de expansión propuestas por el Coordinador que serán recomendadas a la CNE para el Plan de Expansión anual de la Transmisión 2026.

1.1 OBRAS NACIONALES

1.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA LAGUNAS (NTR ATAT)

1.1.1.1 Objetivo

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo de transformación 500/220kV en la subestación Nueva Lagunas y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al interés de desarrollo de generación en la zona.

1.1.1.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Nueva Lagunas, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

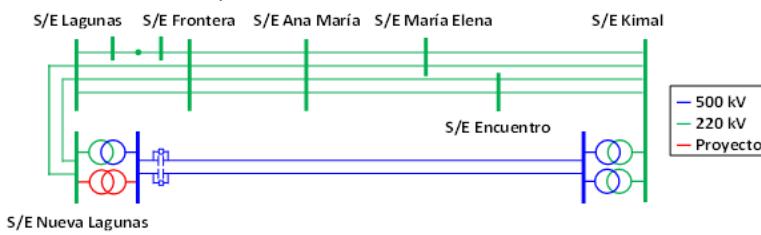


Figura 1-1. Diagrama unilineal de S/E Nueva Lagunas y corredor al sur hasta S/E Kimal, considerando el proyecto.

1.1.1.3 Ubicación Referencial

La nueva S/E Nueva Lagunas se ubicará en la comuna de Pozo Almonte, provincia de Tamarugal, de la región de Tarapacá, aproximadamente en un radio de 5 kilómetros desde la subestación existente Lagunas. Esta seccionará la línea 2x220 kV Lagunas – Geoglifos, además de recibir a la línea futura 2x500 Nueva Lagunas – Kimal. En la Figura 1-2, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-2. Vista aérea de la ubicación referencial S/E Nueva Lagunas.

1.1.1.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica en los niveles de cargabilidad de los tramos de 220 kV y 500 kV entre las SS/EE Lagunas y Encuentro debido a el potencial previsto de ERV solar fotovoltaica, en particular en el extremo norte del corredor. Pese a que la línea del corredor de 500 kV se diseñó para cubrir transferencias de, al menos, 1000 MVA, se encontrará limitado en su extremo norte por el banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA, cuya capacidad bajo criterio N-1 se estima en 320 MW.

Debido a lo anterior, se propone la incorporación de un nuevo banco de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, con fecha de entrada en operación estimada para julio de 2032. Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 320 MW a 790 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

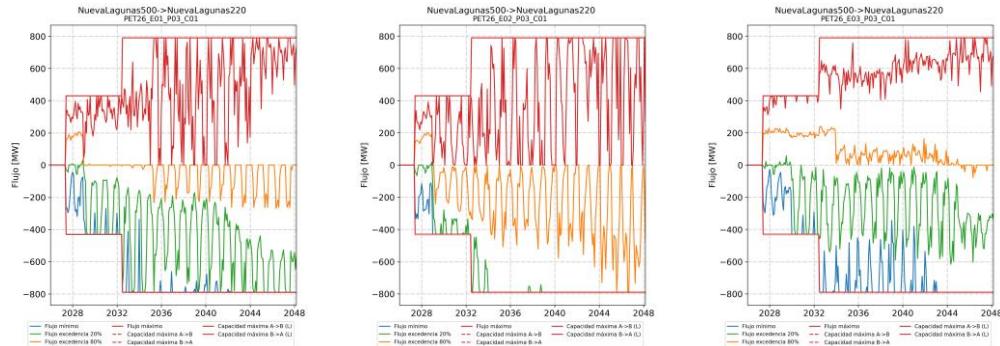


Figura 1-3. Uso esperado del tramo de transformación 500/220kV S/E Nueva Lagunas.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 18 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-1. Evaluación económica de la obra de ampliación S/E Nueva Lagunas.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	327	-16	311
Escenario 02	2.422	-16	23406
Escenario 03	149	-16	133

1.1.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 18 MMUSD.

Tabla 1-2. Valorización de obra de ampliación S/E Nueva Lagunas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	13.356.344
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.112.422
3	SUB TOTAL CONTRATO	17.468.767
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	524.063
5	COSTO TOTAL PROYECTO	17.992.830

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL (NTR ATAT)

1.1.2.1 Objetivo

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo de transformación 500/220 kV en la subestación Kimal y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al interés de desarrollo de generación en la zona.

1.1.2.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parinas, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

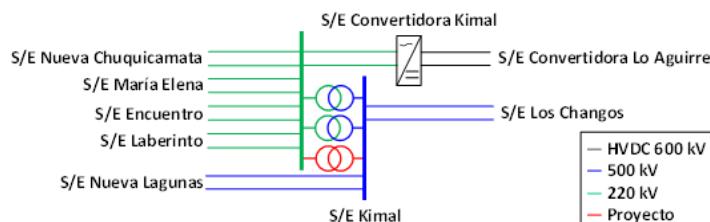


Figura 1-4. Diagrama unilineal simplificado de entorno de S/E Kimal, considerando el proyecto.

1.1.2.3 Ubicación Referencial

La nueva S/E Kimal se ubica en la comuna de María Elena, provincia de Tocopilla, región de Antofagasta. En la Figura 1-5, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

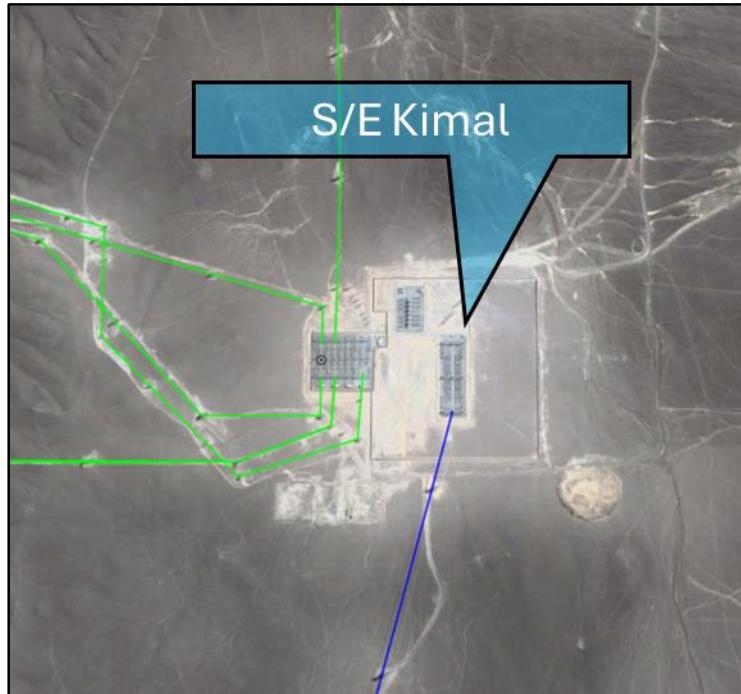


Figura 1-5. Vista aérea S/E Kimal.

1.1.2.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica en los niveles de cargabilidad en flujos bidireccionales del tramo de transformación Kimal 500/220 kV debido a el nivel de generación ERV previsto y los requerimientos de demanda en el Norte Grande. Pese a que la subestación cuenta con dos transformadores de 750 MVA, se ha estimado que la capacidad bajo criterio N-1 del tramo corresponde a 1000 MW.

Debido a lo anterior, se propone la incorporación de un nuevo banco de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, con fecha de entrada en operación estimada para julio de 2032. Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 1000 MW a 1560 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

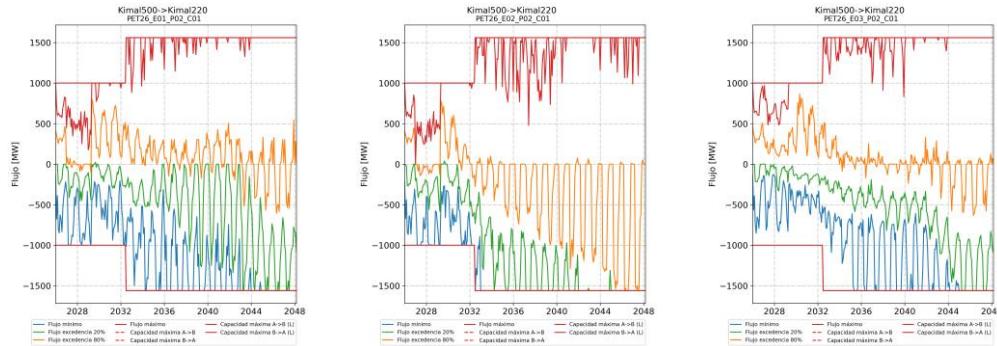


Figura 1-6. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Kimal, considerando el proyecto.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 18 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-3. Evaluación económica de la obra de ampliación S/E Kimal.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	100	-16	84
Escenario 02	989	-16	973
Escenario 03	65	-16	48

1.1.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 18 MMUSD.

Tabla 1-4. Valorización de obra de ampliación S/E Kimal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	13.356.344
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.112.422
3	SUB TOTAL CONTRATO	17.468.767
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	524.063
5	COSTO TOTAL PROYECTO	17.992.830

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.1.3 NUEVA LÍNEA 2X220 KV MANUEL RODRÍGUEZ - AGUA SANTA

1.1.3.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión desde norte a centro en el corredor 2x220 kV Agua Santa – San Luis – Quillota – El Molino – Manuel Rodríguez, dados los resultados obtenidos en el Informe de Diagnóstico 2026. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para mejorar la operación en este corredor.

1.1.3.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 580 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la futura subestación Manuel Rodríguez y la subestación Agua Santa, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

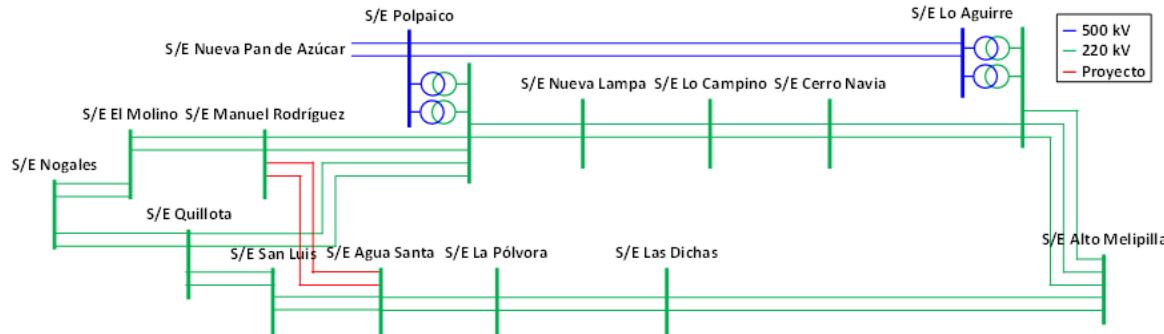


Figura 1-7. Diagrama unilineal de sistema de transmisión entre las SS/EE Nogales y Alto Melipilla, considerando el proyecto.

1.1.3.3 Ubicación Referencial

La S/E Polpaico se ubica en la comuna de Tilitil, provincia de Chacabuco, región Metropolitana. La futura S/E Manuel Rodríguez se deberá emplazar a aproximadamente 5 km al norte de la S/E Polpaico, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV El Molino - Polpaico, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto. El proyecto llega hasta la S/E Agua Santa, ubicada en la comuna de Viña del Mar, provincia de Valparaíso, región del mismo nombre. En la Figura 1-8, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

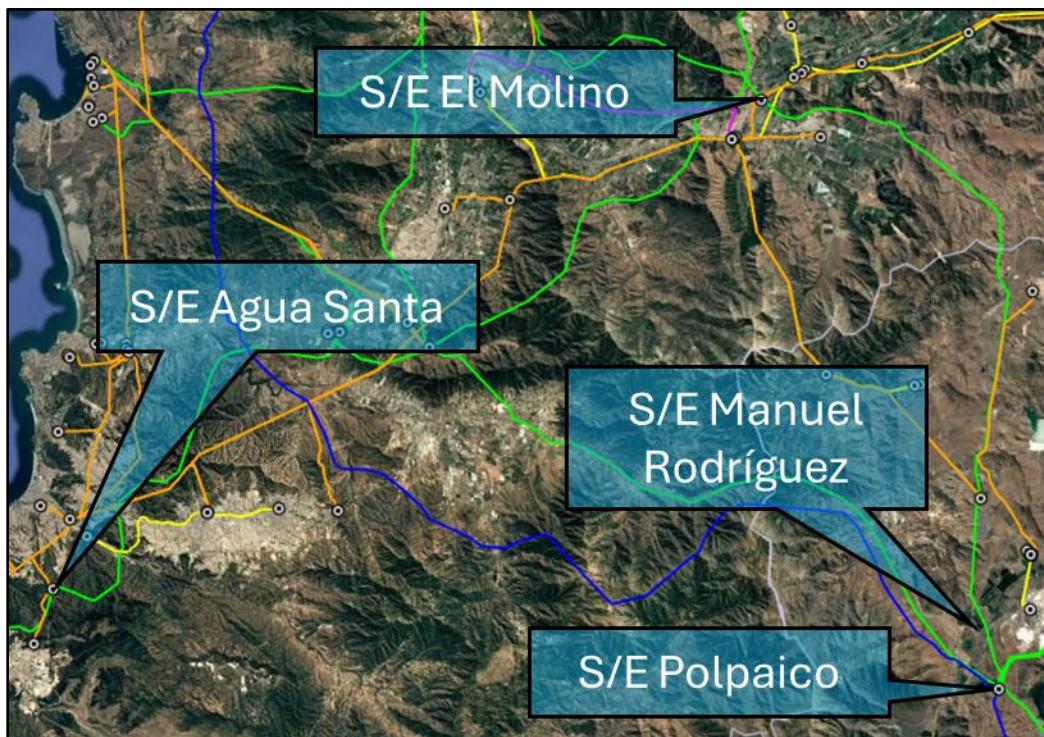


Figura 1-8. Ubicación referencial de la futura S/E Manuel Rodríguez, y otras SS/EE existentes del entorno del proyecto nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.

1.1.3.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica en los flujos obtenidos en el diagnóstico de las instalaciones. En particular, los tramos 2x220 kV Alto Melipilla – Las Dichas – La Pólvara – Agua Santa y el tramo 2x220 kV San Luis – Quillota cuentan con una capacidad mayor, lo suficientemente alta para que los flujos no impliquen algún grado de congestión, siendo el punto más débil el tramo 2x220 kV San Luis – Agua Santa. Por otro lado, esta conexión permite evacuar generación ERV desde el troncal de 220 kV en la Región Metropolitana, así como habilita una ruta alternativa para la generación de energía desde el nodo de S/E San Luis.

A continuación, se presentan los flujos esperados por las nuevas instalaciones propuestas y por los principales puntos de suministro de la Región Metropolitana.

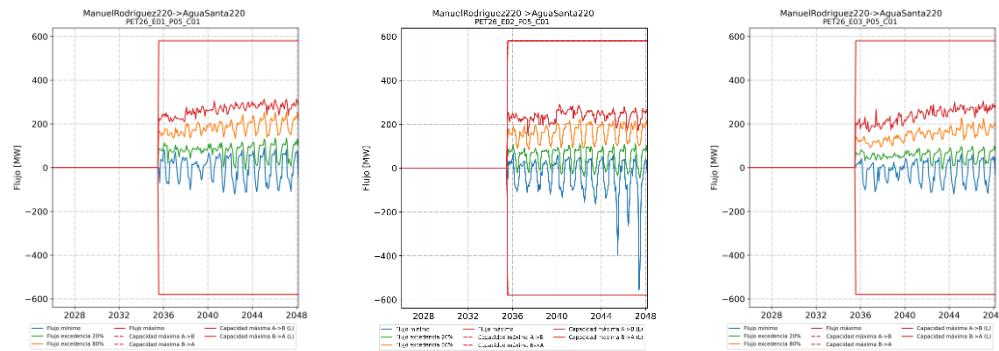


Figura 1-9. Uso esperado de la línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.

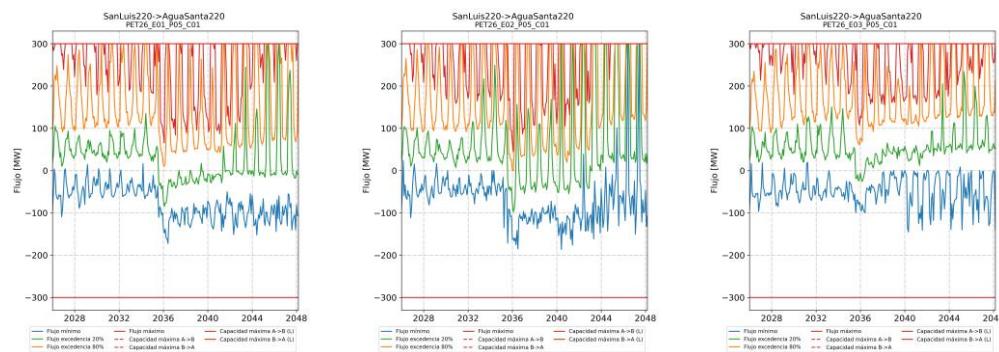


Figura 1-10. Uso esperado de la línea 2x220 kV San Luis – Agua Santa.

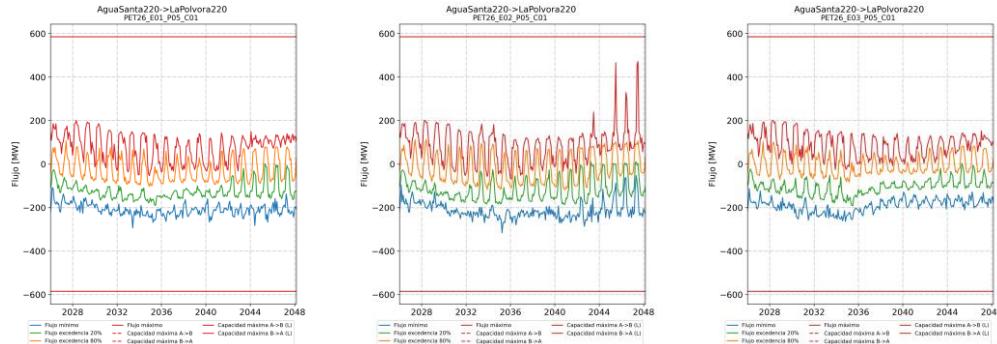


Figura 1-11. Uso esperado de la línea 2x220 kV Agua Santa – La Pólvora.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 49 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-5. Evaluación económica de obra nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	55	-40	16
Escenario 02	187	-40	147
Escenario 03	26	-40	-14

1.1.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 72 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 48,6 MMUSD.

Tabla 1-6. Valorización de obra nueva línea 2x220 kV Manuel Rodríguez – Agua Santa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	37.499.217
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	9.653.226
3	SUB TOTAL CONTRATO	47.152.444
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.414.573
5	COSTO TOTAL PROYECTO	48.567.017

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E POLPAICO (NTR ATAT)

1.1.4.1 Objetivo

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo de transformación 500/220 kV en la subestación Polpaico y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al incremento de la demanda de la zona metropolitana.

1.1.4.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Polpaico, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

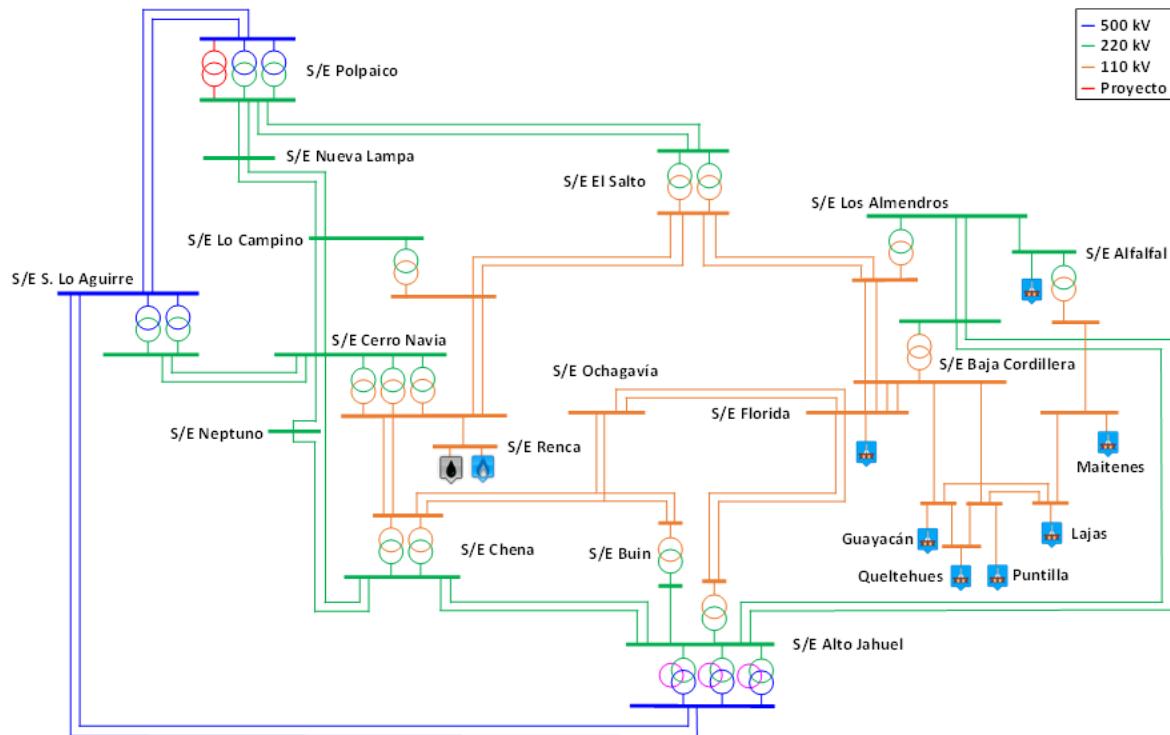


Figura 1-12. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.

1.1.4.3 Ubicación Referencial

La S/E Polpaico se ubica en la comuna de Tilitil, provincia de Chacabuco, región Metropolitana. En la Figura 1-13, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-13. Vista aérea S/E Polpaico.

1.1.4.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica debido a que desde el proceso 2023 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión se ha previsto niveles de flujos de potencia por sobre la condición N-1 y N de los tramos 500/220 kV de la Región Metropolitana y en algunos tramos de 220 kV en la zona norte del sector metropolitano. En particular, en lo que concierne al tramo Polpaico 500/220 kV, a que la subestación cuenta con dos transformadores de 750 MVA, se ha estimado que la capacidad bajo criterio N-1 del tramo corresponde a 1100 MW.

Debido a lo anterior, se propone la incorporación de un nuevo banco de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, con fecha de entrada en operación estimada para julio de 2032. Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 1100 MW a 1620 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

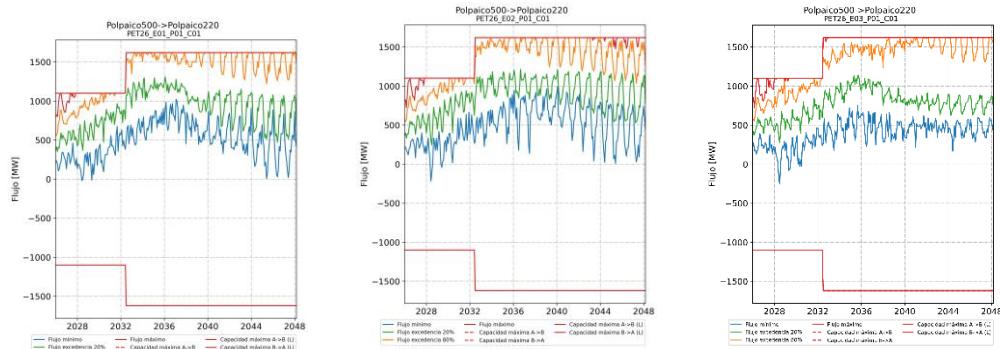


Figura 1-14. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Polpaico, considerando el proyecto.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 16 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-7. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Polpaico.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	242	-14	228
Escenario 02	163	-14	149
Escenario 03	-14	-14	-28

1.1.4.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 15,6 MMUSD.

Tabla 1-8. Valorización de obra de ampliación S/E Polpaico.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	11.432.994
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.689.285
3	SUB TOTAL CONTRATO	15.122.280
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	453.668
5	COSTO TOTAL PROYECTO	15.575.948



Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E LO AGUIRRE (NTR ATAT)

1.1.5.1 Objetivo

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo de transformación 500/220 kV en la subestación Polpaico y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al incremento de la demanda de la zona metropolitana.

1.1.5.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Lo Aguirre, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

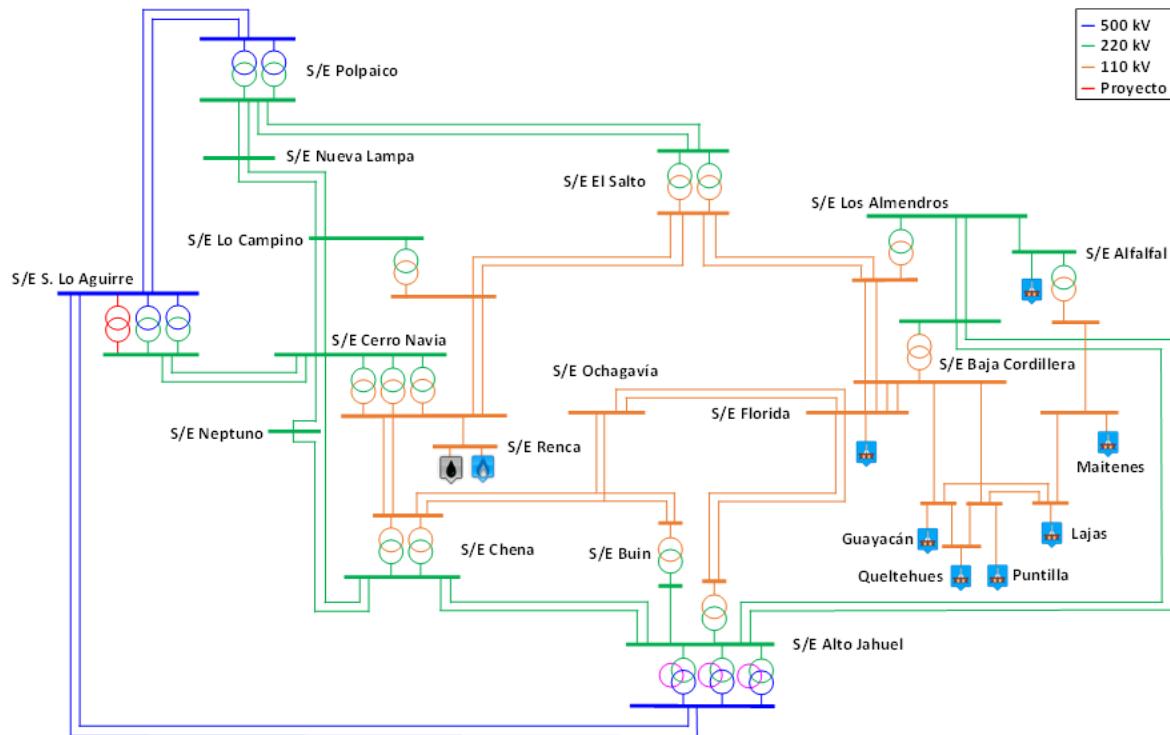


Figura 1-15. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.

1.1.5.3 Ubicación Referencial

La S/E Seccionadora Lo Aguirre se ubica en la comuna de Pudahuel, provincia de Santiago, región Metropolitana de Santiago. En la Figura 1-16, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

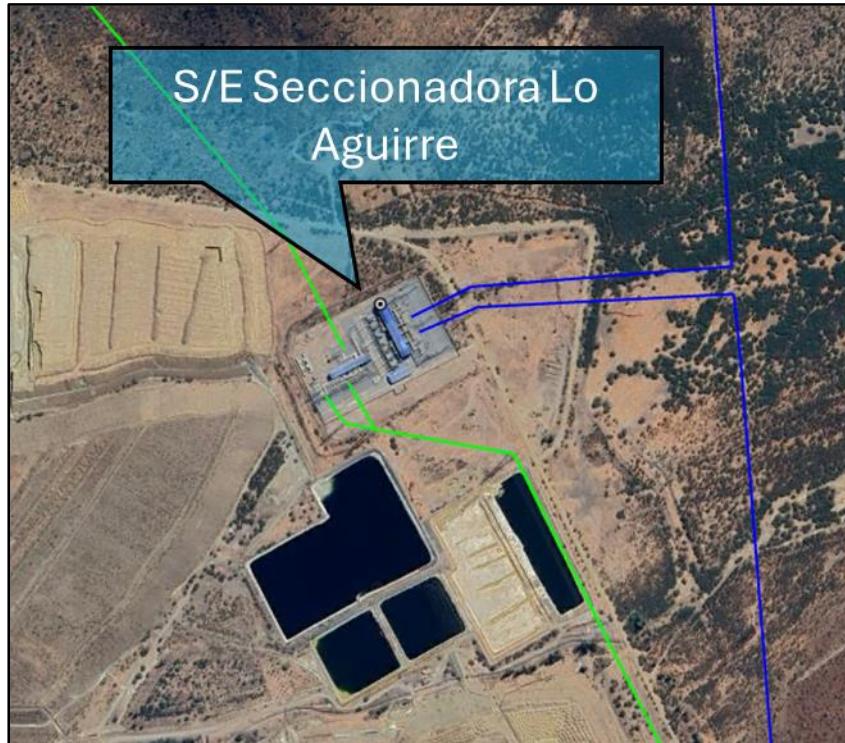


Figura 1-16. Vista aérea S/E Secccionadora Lo Aguirre.

1.1.5.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica debido a que desde el proceso 2023 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión se ha previsto niveles de flujos de potencia por sobre la condición N-1 y N de los tramos 500/220 kV de la Región Metropolitana y en algunos tramos de 220 kV en la zona norte del sector metropolitano. En particular, en lo que concierne al tramo Lo Aguirre 500/220 kV, a que la subestación cuenta con dos transformadores de 750 MVA, se ha estimado que la capacidad bajo criterio N-1 del tramo corresponde a 1000 MW.

Debido a lo anterior, se propone la incorporación de un nuevo banco de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, con fecha de entrada en operación estimada para julio de 2032. Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 1000 MW a 1600 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

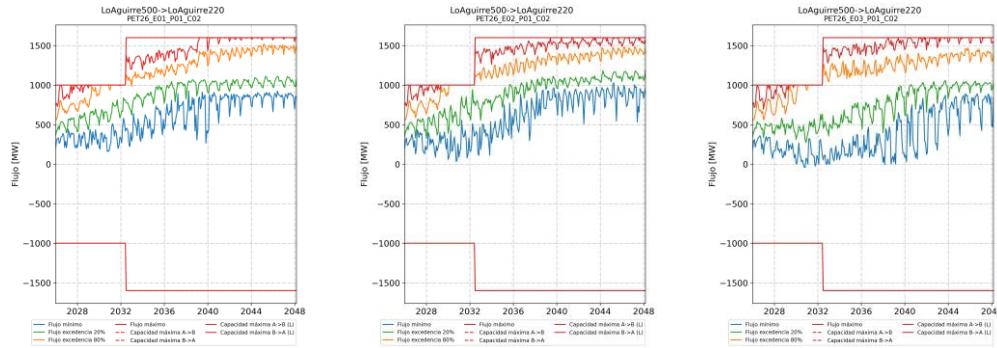


Figura 1-17. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre, considerando el proyecto.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 19 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-9. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Lo Aguirre.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	5.039	-17	5,022
Escenario 02	6.418	-17	6,401
Escenario 03	2.117	-17	2,100

1.1.5.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 18,9 MMUSD.

Tabla 1-10. Valorización de obra de ampliación S/E Lo Aguirre.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	14.108.385
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.277.871
3	SUB TOTAL CONTRATO	18.386.256
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	551.588
5	COSTO TOTAL PROYECTO	18.937.844

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ALTO JAHUEL (NTR ATAT)

1.1.6.1 Objetivo

La obra tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión en el tramo de transformación 500/220 kV en la subestación Alto Jahuel y así evitar congestiones que se visualizan en el mediano plazo debido al incremento de la demanda de la zona metropolitana.

1.1.6.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Alto Jahuel, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

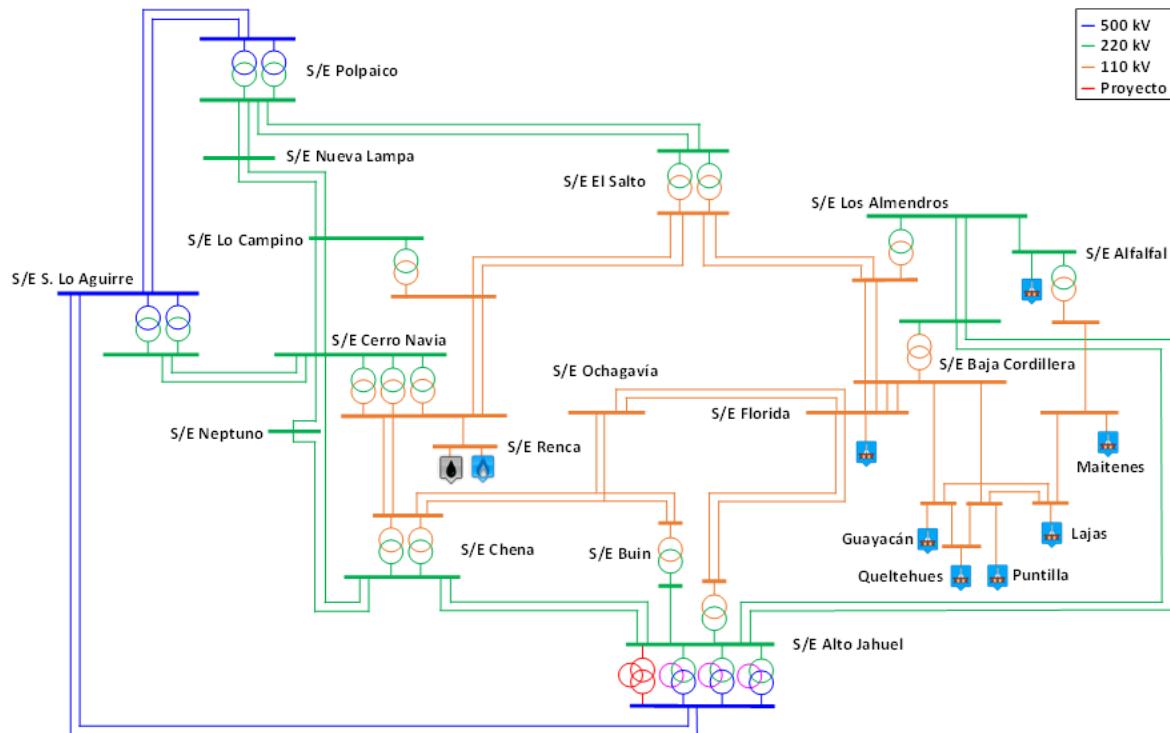


Figura 1-18. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.

1.1.6.3 Ubicación Referencial

La S/E Seccionadora Alto Jahuel se ubica en la comuna de Buin, provincia de Maipo, región Metropolitana de Santiago. En la Figura 1-19, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-19. Vista aérea S/E Alto Jahuel.

1.1.6.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica debido a que desde el proceso 2023 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión se ha previsto niveles de flujos de potencia por sobre la condición N-1 y N de los tramos 500/220 kV de la Región Metropolitana y en algunos tramos de 220 kV en la zona norte del sector metropolitano. En particular, en lo que concierne al tramo Lo Aguirre 500/220 kV, a que la subestación cuenta con dos transformadores de 750 MVA, se ha estimado que la capacidad bajo criterio N-1 del tramo corresponde a 1800 MW.

Debido a lo anterior, se propone la incorporación de un nuevo banco de transformadores 500/220 kV de 750 MVA, con fecha de entrada en operación estimada para julio de 2032. Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 1800 MW a 2280 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

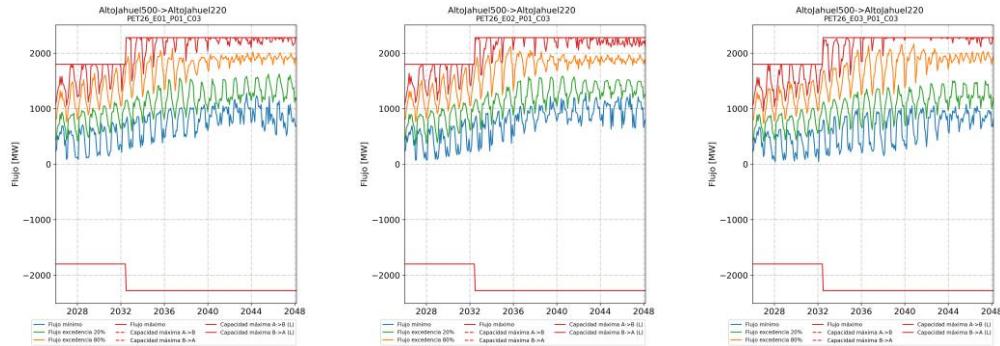


Figura 1-20. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre, considerando el proyecto.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 19 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-11. Evaluación económica de obra de ampliación S/E Alto Jahuel.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	1,850	-17	1,834
Escenario 02	2,448	-17	2,431
Escenario 03	703	-17	686

1.1.6.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 18,9 MMUSD.

Tabla 1-12. Valorización de obra de ampliación S/E Alto Jahuel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	14.058.972
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.267.000
3	SUB TOTAL CONTRATO	18.325.972
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	549.779
5	COSTO TOTAL PROYECTO	18.875.751



Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEA 2X220 KV POLPAICO - CERRO NAVIA

1.1.7.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión desde norte a centro en el corredor 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa – Lo Campino – Cerro Navia, dados los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para mejorar la operación en este corredor.

1.1.7.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transmisión de los tramos 2x220 kV entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia, incluyendo los transformadores desfasadores ubicados en el extremo de S/E Cerro Navia. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor por un conductor que permita una capacidad de transmisión de, al menos, 500 MVA a 35°C con sol por circuito. Además, se incluye el reemplazo de los equipos PST ubicados en el extremo de la S/E Cerro Navia de tal forma que no representen una limitante sobre la línea.

A su vez, el proyecto considera el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad.

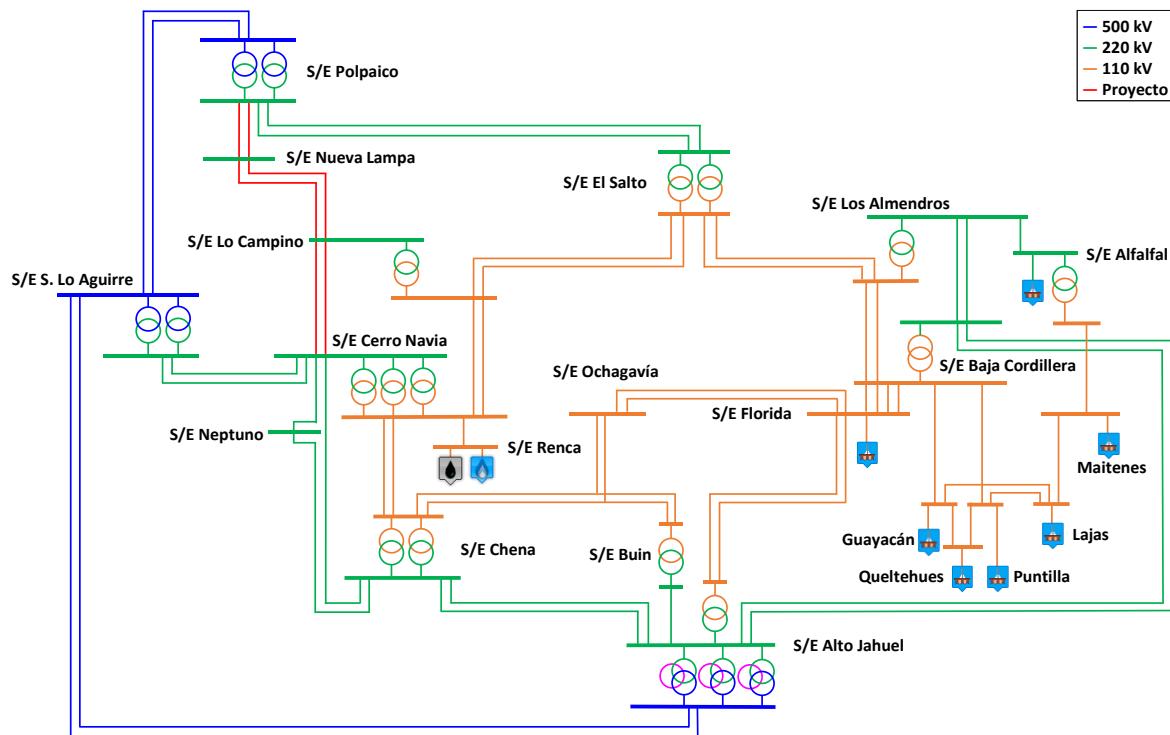


Figura 1-21. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.

1.1.7.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad considera el tramo compuesto por las líneas 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa, 2x220 kV Nueva Lampa – Lo Campino y 2x220 kV Lo Campino – Cerro Navia, las cuales se encuentran en la Región Metropolitana. En la Figura 1-22, se muestra una vista aérea de los tramos de líneas comprendidos entre las SS/EE Polpaico y Cerro Navia.



Figura 1-22. Vista aérea entre SS/EE Polpaico y Cerro Navia.

1.1.7.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica debido a que en procesos anteriores de la Propuesta de Expansión de la Transmisión se ha previsto niveles de flujos de potencia por sobre la condición N-1 y N en los tramos de este corredor de 220 kV. En particular, en lo que concierne al tramo 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa – Lo Campino, se ha estimado que la capacidad el tramo con aplicación del criterio N-1 corresponde a 363 MW.

Se ha calculado que el límite bajo criterio N-1 se eleve desde 363 MW a 500 MW. A continuación, se presentan los flujos esperados para el tramo.

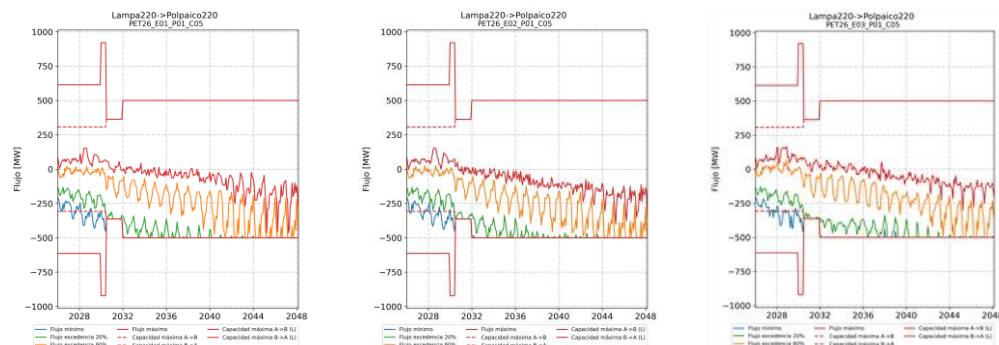


Figura 1-23. Uso esperado de la línea 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa, considerando el Proyecto.

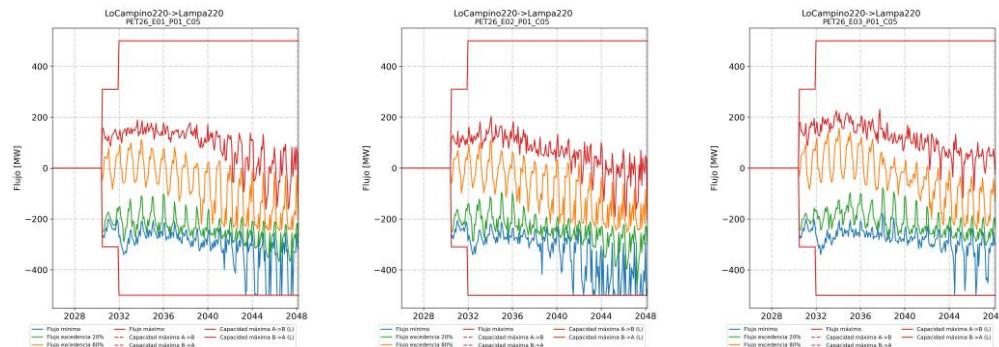


Figura 1-24. Uso esperado de la línea 2x220 kV Nueva Lampa – Lo Campino, considerando el Proyecto.

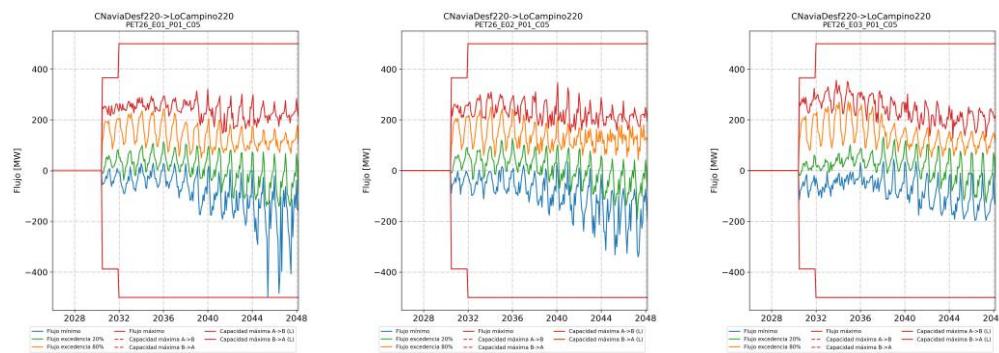


Figura 1-25. Uso esperado de la línea 2x220 kV Lo Campino – Cerro Navia, considerando el Proyecto.

En vista de las congestiones observadas, como alternativa de solución se evalúa el aumento de capacidad de estas líneas, el cual consiste en reemplazar el conductor existente por uno que permita transmitir al menos 500 MVA a 35°C con sol. Además, para alcanzar la capacidad deseada en condición N-1 es necesario el reemplazo de los equipos PST en el extremo de S/E Cerro Navia por equipos que no impliquen una limitación serie sobre la línea.

En la Tabla 1-13 se presentan los ahorros en los costos operacionales que otorga el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Polpaico – Nueva Lampa – Lo Campino – Cerro Navia.

Tabla 1-13. Evaluación económica de obra aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	5.464	-30	5.434
Escenario 02	5.797	-30	5.767
Escenario 03	3.259	-30	3.229

1.1.7.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 31,2 MMUSD.

Tabla 1-14. Valorización de obra aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	21.982.752
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	8.270.855
3	SUB TOTAL CONTRATO	30.253.606
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	907.608
5	COSTO TOTAL PROYECTO	31.161.215

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.1.8 NUEVA S/E LO CURRO Y LÍNEA 2X220 KV LO CURRO – ISABEL RIQUELME

1.1.8.1 Objetivo

El objetivo de análisis asegurar el suministro desde 500 kV a 110 kV de la Región Metropolitana sin degradar su operación con aplicación del criterio de seguridad N-1.

1.1.8.2 Descripción de la obra

El proyecto contempla la construcción de una nueva S/E Lo Curro, seccionadora de la línea 2x500 kV Alto Jahuel – Aguirre. La subestación deberá incluir un banco de transformadores 500/220 kV de 750 de capacidad más una unidad de reserva. El proyecto también incluye una línea de 2x220 kV hasta la nueva S/E Isabel Riquelme que forma parte de la propuesta de expansión de la transmisión zonal del Coordinador, la que a su vez contempla un transformador 220/110 kV de 400 MVA de capacidad y secciona las líneas 2x220 kV Cerro Navia – Chena y 2x110 kV Tap San José – Tap Maipú.

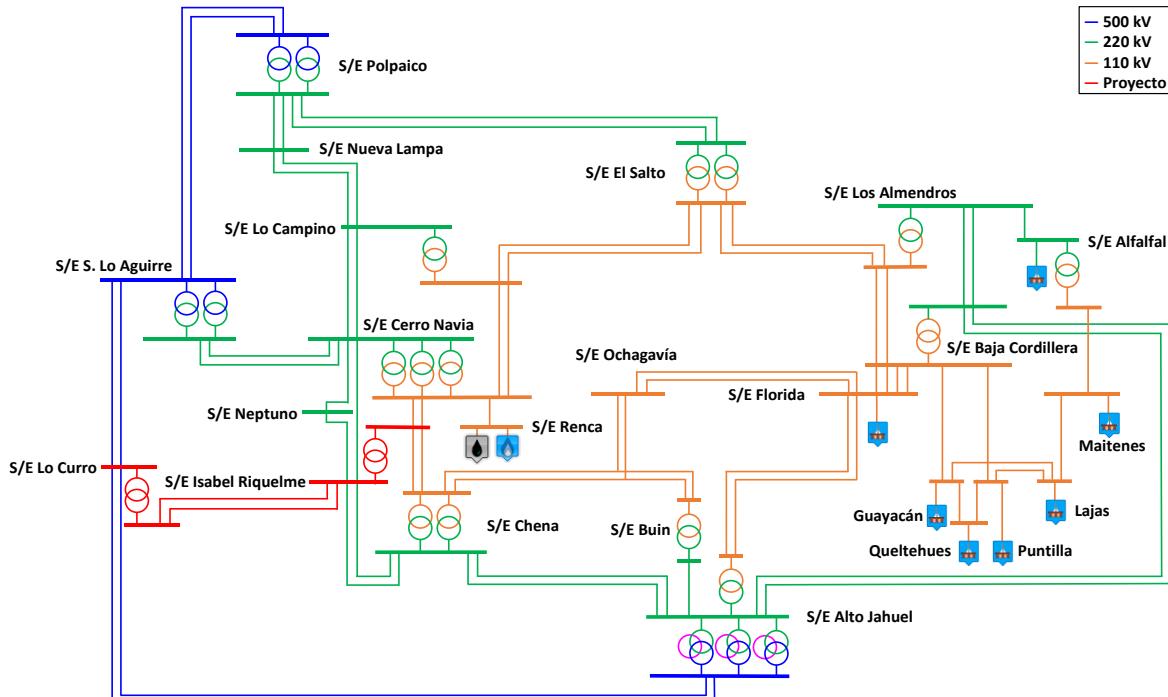


Figura 1-26. Diagrama unilineal de sistema de transmisión de la Región Metropolitana, considerando el proyecto.

1.1.8.3 Ubicación Referencial

La nueva S/E Seccionadora Lo Curro se deberá ubicar en un radio de 14 kilómetros de la S/E Lom Aguirre, medidos desde el punto que queda a 6,7 km desde la S/E Lo Aguirre, siguiendo el trazado de la línea 2x500 Alto Jahuel – Lo Aguirre. En la Figura 1-27, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-27. Radio de 14 kilómetros, ubicación referencial S/E Lo Curro, S/E Isabel Riquelme y trazado tentativo Línea 2x220 kV Lo Curro – Isabel Riquelme.

1.1.8.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica debido a que desde el proceso 2023 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión se ha previsto niveles de flujos de potencia por sobre la condición N-1 y N de los tramos 500/220 kV de la Región Metropolitana y en algunos tramos de 220 kV en la zona norte del sector metropolitano. En particular, esta obra permite aliviar el suministro a través de las SS/EE Lo Aguirre y Alto Jahuel, además de ser un apoyo fundamental a nivel zonal en el sistema de 110 kV.

A continuación, se presentan los flujos esperados por las nuevas instalaciones propuestas y por los principales puntos de suministro de la Región Metropolitana.

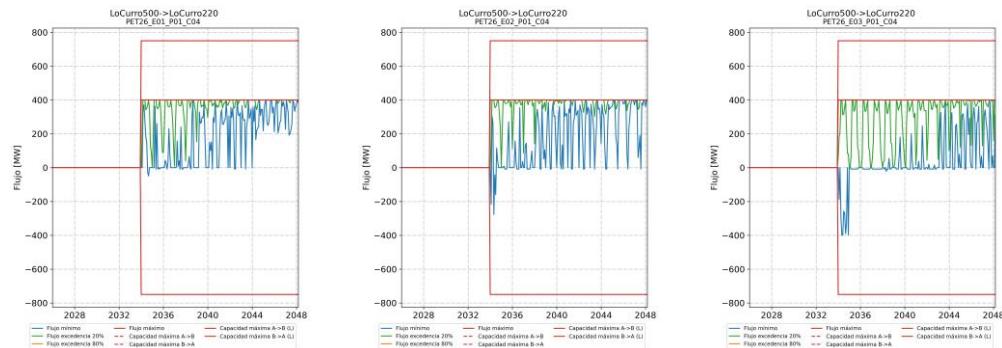


Figura 1-28. Uso esperado tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Lo Curro, según el proyecto.

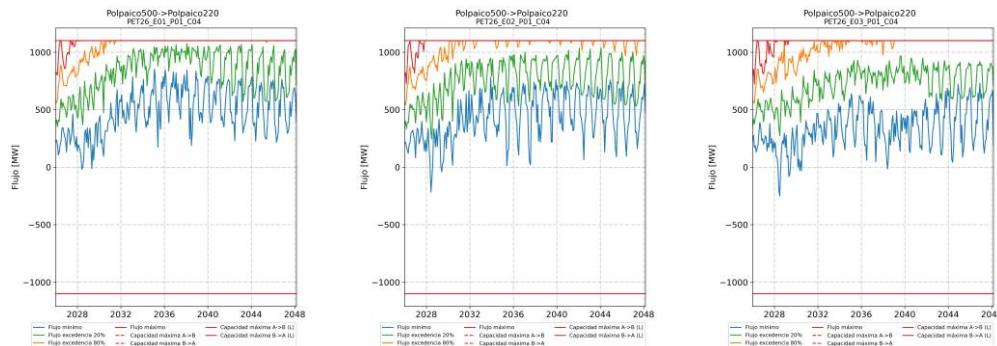


Figura 1-29. Uso esperado del tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Polpaico, considerando el proyecto.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 69 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-15. Evaluación económica de obra nueva S/E Lo Curro y línea 2x220kV Lo Curro – Isabel Riquelme.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	7.524	-66	7.458
Escenario 02	8.798	-66	8.733
Escenario 03	4.261	-66	4.196

1.1.8.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 53 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 68,6 MMUSD.

Tabla 1-16. Valorización de obra nueva S/E Lo Curro y línea 2x220kV Lo Curro – Isabel Riquelme.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	52.095.316
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	14.493.035
3	SUB TOTAL CONTRATO	66.588.351
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.997.651
5	COSTO TOTAL PROYECTO	68.586.002

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.1.9 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO 1X220 KV LO AGUIRRE – ALTO MELIPILLA L2

1.1.9.1 Objetivo

El objetivo del análisis es responder a la congestión prevista para el tramo 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla en sus flujos hacia S/E Lo Aguirre debido a central Rapel y las centrales eólicas y centrales PMGD solar fotovoltaicas ubicadas en los sistemas zonales de la Región de O'Higgins conectados indirectamente a S/E Rapel, Alto Melipilla, entre otras.

1.1.9.2 Descripción de la obra

El proyecto contempla el montaje del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2 con una capacidad idéntica al circuito 1 (al menos 290 MVA por circuito a 35°C).



Figura 1-30. Diagrama unilineal de sistema de transmisión entre las SS/EE Lo Aguirre y Portezuelo, considerando el proyecto.

1.1.9.3 Ubicación Referencial

La S/E Seccionadora Lo Aguirre se ubica en la comuna de Pudahuel, provincia de Santiago, región Metropolitana de Santiago. La S/E Seccionador Alto Melipilla Aguirre se ubica en la comuna de Melipilla, provincia de igual nombre, región Metropolitana de Santiago. En la Figura 1-31, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

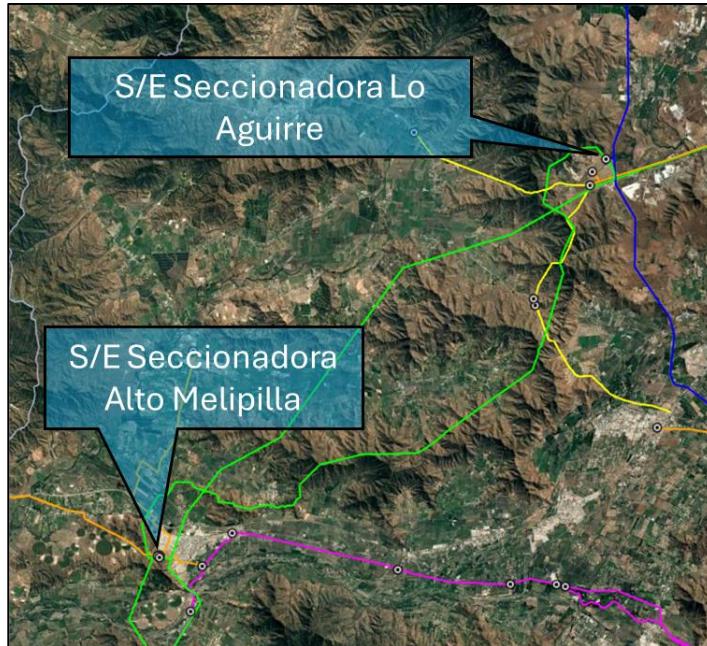


Figura 1-31. Vista aérea entre la SS/EE Seccionadora Alto Melipilla y Seccionadora Lo Aguirre.

1.1.9.4 Justificación necesidad del proyecto

La obra se justifica en los flujos obtenidos por las líneas entre SS/EE Rapel y Lo Aguirre, en particular en el tramo 3x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla debido a transporte de energía renovable en dirección a S/E Lo Aguirre. Por otro lado, el tramo presenta una ventaja constructiva, puesto que el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre – Seccionadora Alto Melipilla, con un circuito tendido”, del Decreto Supremo N°82 de 2012, hoy en operación como el tercer circuito del corredor, utilizó torres de doble circuito dejando la posibilidad para tender el segundo circuito, reduciendo costos y dificultades técnicas.

A continuación, se presentan los flujos esperados por el tramo que agrupa las transferencias por el corredor entre las SS/EE Lo Aguirre y Alto Melipilla.

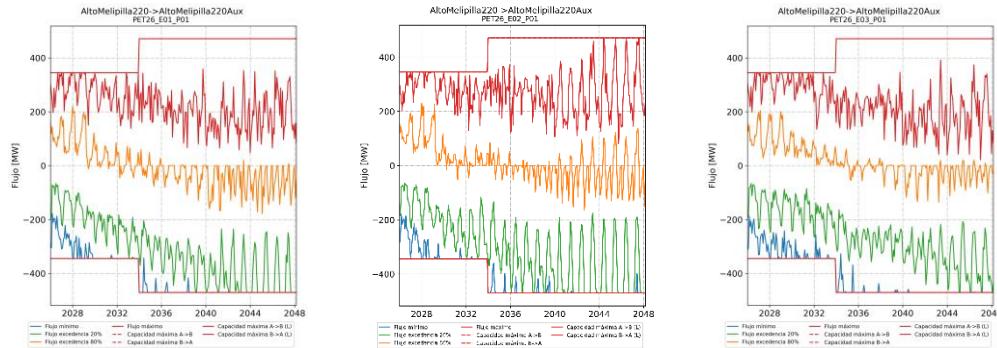


Figura 1-32. Uso esperado del corredor compuesto por la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2 y 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L1.

Se ha estimado que el proyecto tiene un valor de inversión de 15 MMUSD. A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 1-17. Evaluación económica de obra tendido segundo circuito de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2.

Escenario	Valor presente ahorro [MM USD]	Valor Presente Inversión [MM USD]	Beneficio [MM USD]
Escenario 01	75	-13	62
Escenario 02	141	-13	128
Escenario 03	14	-13	2

1.1.9.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 15,3 MMUSD.

Tabla 1-18. Valorización de obra tendido segundo circuito de la línea 2x220 kV Lo Aguirre – Alto Melipilla L2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	10.293.466
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.577.152
3	SUB TOTAL CONTRATO	14.870.619
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	446.119
5	COSTO TOTAL PROYECTO	15.316.737



Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2 OBRAS ZONALES

1.2.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

1.2.1.1 Nueva S/E Cerro Chuño

1.2.1.1.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de las SS/EE Chinchorro, Pukará y Quiani, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, los transformadores AT/MT de estas subestaciones alcanzan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal.

Adicionalmente, considerando las características de los consumos de la zona, la configuración actual de las instalaciones de transmisión en la zona de Arica no permite asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dichas instalaciones.

1.2.1.1.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada S/E Cerro Chuño, mediante el seccionamiento de las líneas de transmisión 1x66 kV Parinacota – Chinchorro y 1x66 kV Tap Quiani – Arica, considerando los respectivos paños de línea y los patios de 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos transformadores de poder 66/13,8 kV, cada uno con una capacidad de al menos 30 MVA, equipados con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces necesarios para materializar el seccionamiento de las líneas antes mencionadas en la S/E Cerro Chuño, manteniendo, a lo menos, las características técnicas de las líneas que se seccionan.

Por otra parte, la configuración del patio de 66 kV de la S/E Cerro Chuño corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para ocho posiciones, a fin de permitir la conexión de las nuevas líneas 1x66 kV Parinacota – Cerro Chuño, 1x66 kV Cerro Chuño – Chinchorro, 1x66 kV Tap Quiani–Cerro Chuño y 1x66 kV Cerro Chuño

– Arica, la conexión de los dos transformadores de poder 66/13,8 kV, la construcción de un paño acoplador y la construcción de un paño seccionador de barras.

Finalmente, la configuración del patio de 13,8 kV corresponderá a barra simple, contemplándose la construcción de al menos cuatro paños de alimentadores y dos paños para la conexión de los transformadores de poder 66/13,8 kV.

1.2.1.1.3 Ubicación Referencial

La subestación Cerro Chuño se deberá emplazar a aproximadamente 0,9 km hacia el oeste de la actual S/E Parinacota, siguiendo el trazado de la actual línea 1x66 kV Parinacota – Chinchorro, dentro de un radio de 0,4 km respecto de ese punto. En la Figura 1-33, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá estar ubicada esta instalación.

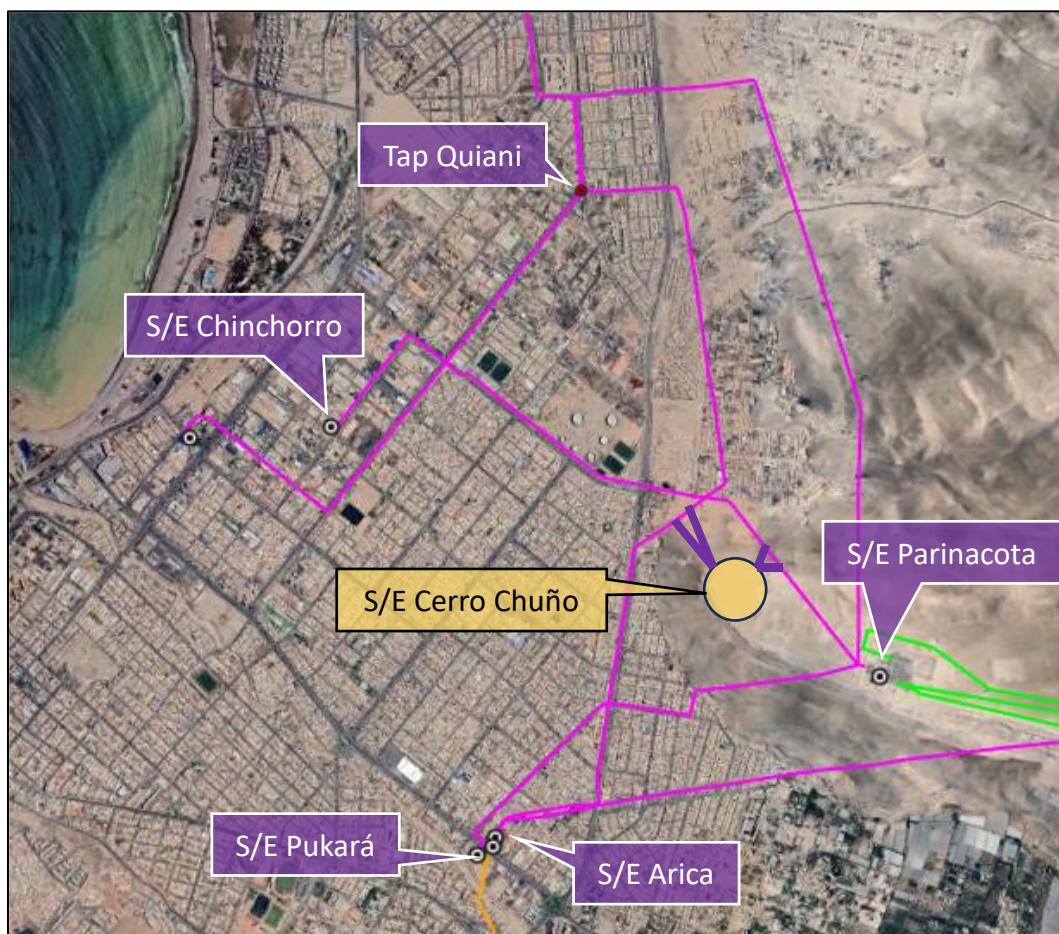


Figura 1-33. Vista aérea Nueva S/E Cerro Chuño.

1.2.1.1.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

El sistema de transmisión zonal de la zona de Arica se compone de las SS/EE Chinchorro, Pukará y Quiani, con tensiones 66/13,8 kV, las cuales se alimentan desde la S/E Parinacota mediante líneas radiales en 66 kV. Además, en la zona se encuentra la S/E Arica, que se interconecta con la S/E Pozo Almonte a través de una línea de 110 kV. Asimismo, se ubican la S/E Diésel Arica (próxima a la S/E Chinchorro) y la S/E Central Chapiquiña (a aproximadamente 80 km de la ciudad de Arica), las cuales se conectan a la S/E Arica mediante líneas de 66 kV.

En este contexto, los transformadores AT/MT que abastecen la demanda de la zona de Arica bajo análisis son:

- T2D S/E CHINCHORRO BT1
- T2D S/E PUKARA BT1
- T2D S/E PUKARA BT2
- T2D S/E QUIANI BT1
- T2D S/E QUIANI BT2
- T2D S/E QUIANI BT3

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, los transformadores AT/MT de estas subestaciones alcanzan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, las características de los consumos de la zona exigen un nivel de confiabilidad que permita el abastecimiento de la demanda ante contingencias y mantenimientos de las instalaciones, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones. En la Figura 1-34 se presentan las cargabilidades proyectadas de los transformadores de estas subestaciones.

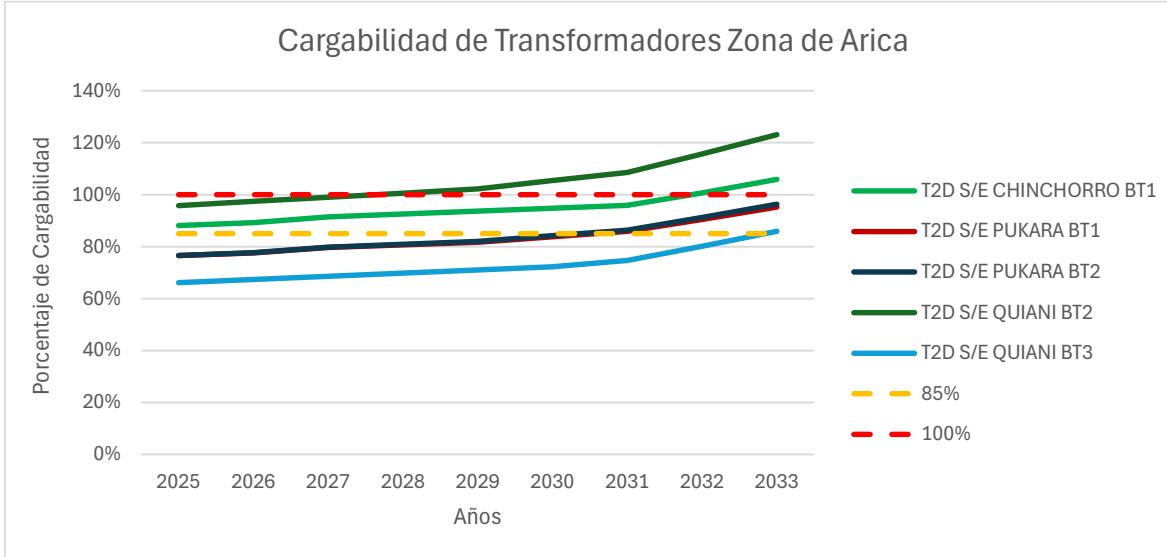


Figura 1-34. Cargabilidad proyectada transformadores Zona de Arica.

1.2.1.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 9,2 MMUSD.

Tabla 1-19. Valorización de la obra Nueva S/E Cerro Chuño.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	6.203.614
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.700.666
3	SUB TOTAL CONTRATO	8.904.279
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	267.128
5	COSTO TOTAL PROYECTO	9.171.408

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.2 Ampliación Línea 1x66 kV Arica – Cerro Chuño

1.2.1.2.1 Objetivo

Ver 1.2.1.1.1.

1.2.1.2.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Tap Quiani–Arica, en el tramo comprendido entre el punto de seccionamiento asociado a la obra “Nueva S/E Cerro Chuño” y la S/E Arica, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA por circuito a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales como consecuencia de dicho aumento de capacidad.

1.2.1.2.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad de la línea se deberá realizar en el futuro tramo desde la S/E Arica hasta la Nueva S/E Chinchorro. En la Figura 1-35, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-35. Vista aérea futura línea 1x66 kV Arica – Cerro Chuño.

1.2.1.2.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Ver 1.2.1.1.4.

1.2.1.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 5,5 MMUSD.

Tabla 1-20. Valorización de la obra Ampliación Línea 1x66 kV Arica – Cerro Chuño.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.011.026
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.301.657
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.312.682
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	159.380
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.472.063

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.3 Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará

1.2.1.3.1 Objetivo

Ver 1.2.1.1.1.

1.2.1.3.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 66 kV, de simple circuito, denominada 1x66 kV Arica – Pukará, con una capacidad de transmisión de al menos 90 MVA a 35 °C con sol, entre las subestaciones Arica y Pukará, junto con la construcción de los respectivos paños de conexión en ambas subestaciones de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

1.2.1.3.3 Ubicación Referencial

La nueva línea deberá conectar las actuales S/E Arica y S/E Pukará, ambas ubicadas en la comuna de Arica, Región de Arica y Parinacota. En la Figura 1-36, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá encontrar ubicada esta instalación.

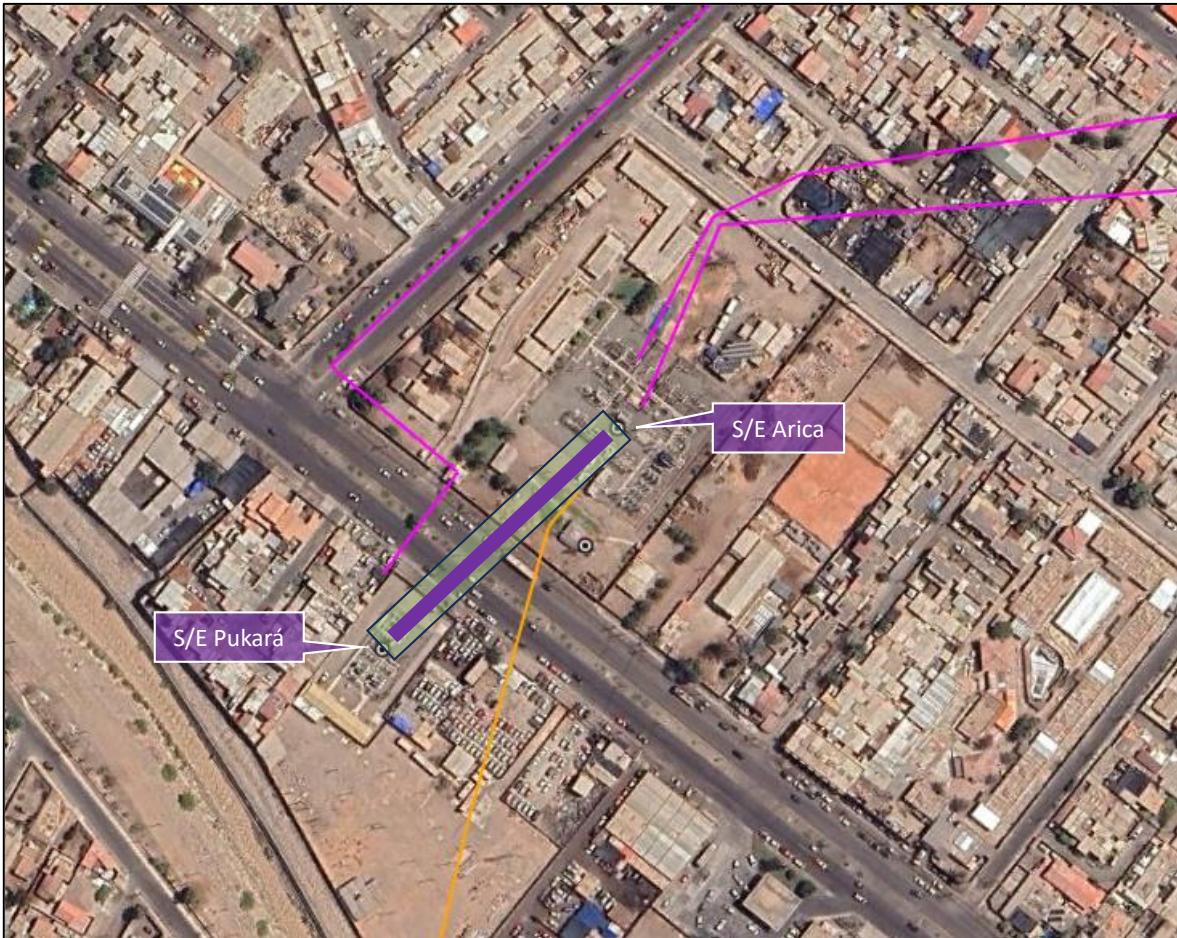


Figura 1-36. Vista aérea Nueva línea 1x66 kV Arica – Pukará.

1.2.1.3.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Ver 1.2.1.1.4.

1.2.1.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 7,4 MMUSD.

Tabla 1-21. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica – Pukará.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.702.366
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.503.292
3	SUB TOTAL CONTRATO	7.205.658
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	216.170
5	COSTO TOTAL PROYECTO	7.421.828

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.4 Nueva S/E Nueva Tamarugal

1.2.1.4.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Tamarugal, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, el transformador AT/MT de la subestación presenta cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Tamarugal dispone de una única unidad transformadora AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada. Adicionalmente, se observa que las instalaciones de transmisión que abastecen a la S/E Tamarugal, líneas de transmisión y transformadores AT/AT, presentan altas cargabilidades durante el período analizado, superando el 85% de su capacidad nominal.

Por otra parte, considerando las características de los consumos de la zona, la configuración actual de las instalaciones de transmisión asociadas a la S/E Tamarugal no permite asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dichas instalaciones.

1.2.1.4.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada S/E Nueva Tamarugal, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte–Lagunas, considerando los respectivos paños de línea y los patios en 220 kV y 66 kV. Asimismo, el proyecto contempla la instalación de un transformador 220/66 kV de al menos 100 MVA de capacidad,



equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces necesarios para materializar el seccionamiento de la línea antes mencionada en la S/E Nueva Tamarugal, manteniendo, a lo menos, las características técnicas de la línea que se secciona. La configuración del patio de 220 kV de la S/E Nueva Tamarugal corresponderá a interruptor y medio, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres diagonales, de modo de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Lagunas mediante dos paños de línea, la conexión del transformador 220/66 kV, y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal y barra de transferencia, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador 220/66 kV, la conexión de la obra “Nueva Línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal”, y la construcción de un paño acoplador.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y actividades necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, ajustes de protecciones, telecomunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación podrán definirse requisitos mínimos adicionales que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas y equipamiento, entre otros.

1.2.1.4.3 Ubicación Referencial

La subestación Nueva Tamarugal se deberá emplazar a aproximadamente 16 km hacia el sur de la actual S/E Nueva Pozo Almonte, siguiendo el trazado de la actual línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Lagunas, dentro de un radio de 1 km respecto de ese punto. En la Figura 1-37, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá estar ubicada esta instalación.

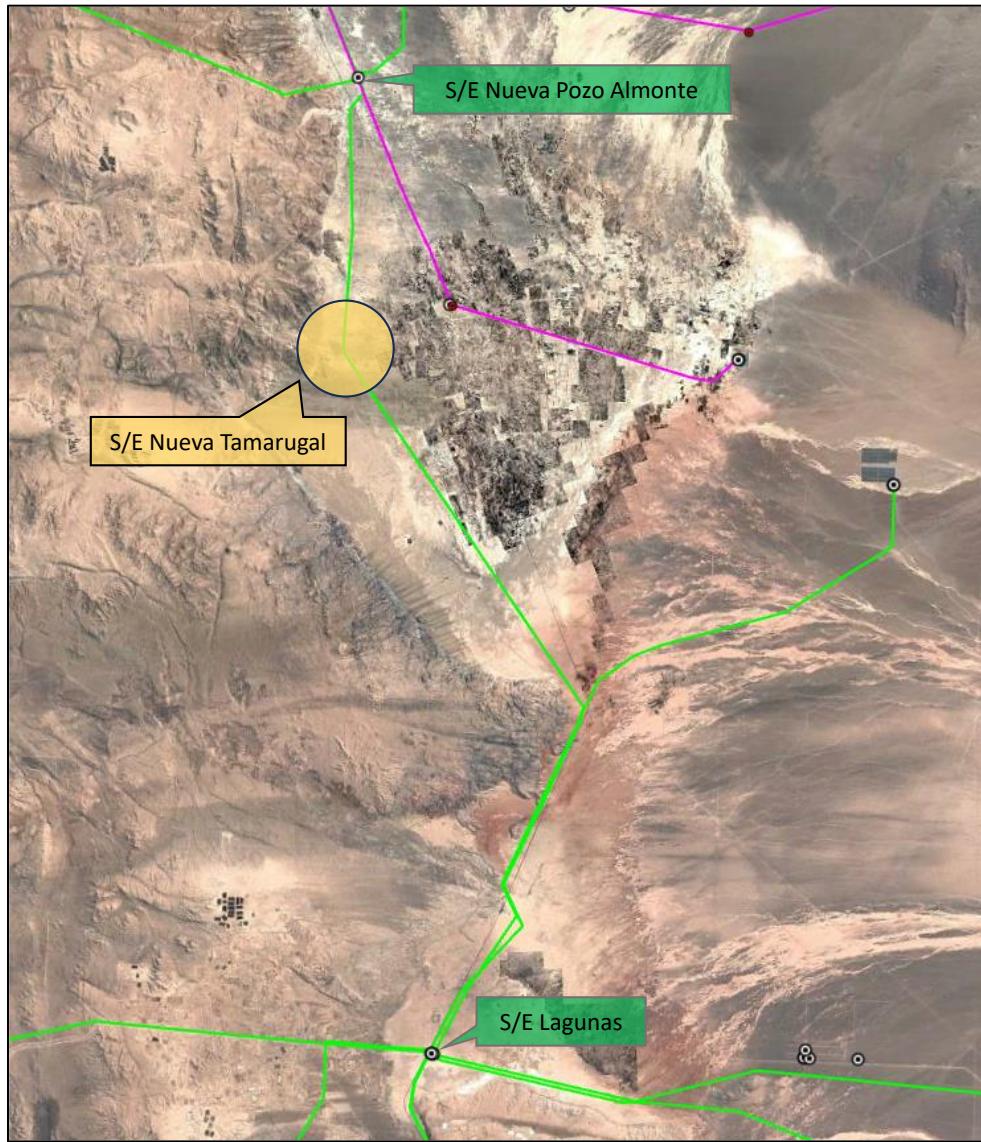


Figura 1-37. Vista aérea Nueva S/E Nueva Tamarugal.

1.2.1.4.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Tamarugal dispone de un único transformador AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- T2D S/E TAMARUGAL B1 66/23 kV 10 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dicho transformador alcanza una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no

resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis. Asimismo, se observa que las instalaciones de transmisión serie que abastecen a la S/E Tamarugal, tales como líneas de transmisión y transformadores AT/AT, también presentan altas cargabilidades en el período evaluado, superando el 85% de su capacidad nominal.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con una sola unidad de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión asociadas al entorno de la S/E Tamarugal, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente o de las instalaciones de transmisión serie radiales, no se dispone de respaldo para el abastecimiento de los consumos de la zona.

En la Figura 1-38 se presentan las cargabilidades proyectadas del transformador de esta subestación.

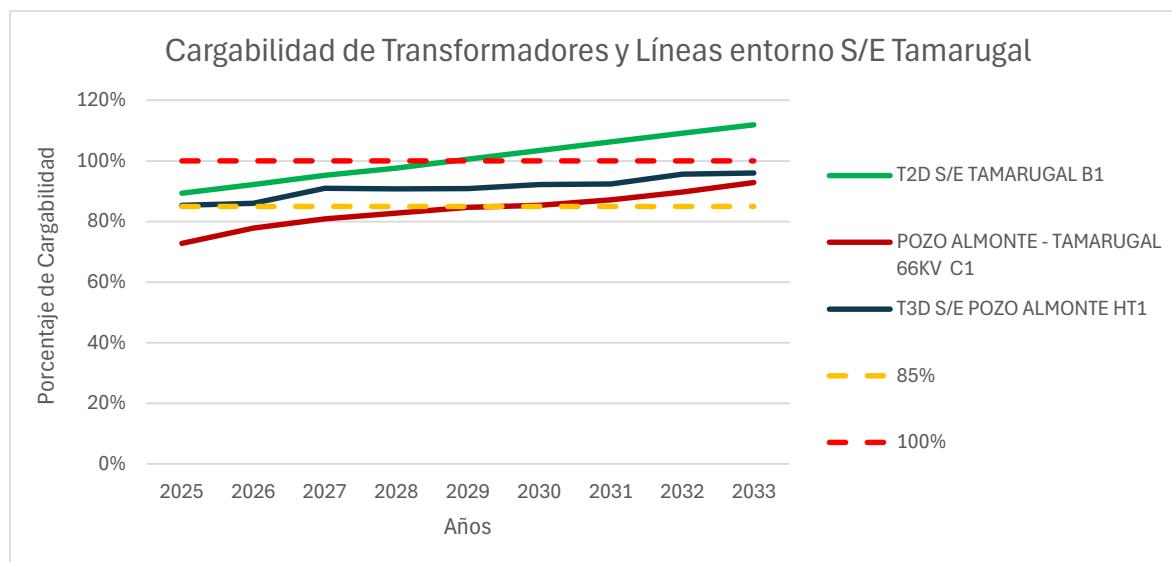


Figura 1-38. Cargabilidad proyectada transformadores y líneas entorno S/E Tamarugal.

1.2.1.4.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 12,2 MMUSD.

Tabla 1-22. Valorización de la obra Nueva S/E Nueva Tamarugal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	8.718.531
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.087.963
3	SUB TOTAL CONTRATO	11.806.494



ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	354.195
5	COSTO TOTAL PROYECTO	12.160.689

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.5 Nueva Línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal

1.2.1.5.1 Objetivo

Ver 1.2.1.4.1.

1.2.1.5.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 66 kV, de simple circuito, denominada 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal, con una capacidad de transmisión de al menos 90 MVA a 35 °C con sol, entre las subestaciones Nueva Tamarugal y Tamarugal, junto con la construcción de los respectivos paños de conexión en ambas subestaciones de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

1.2.1.5.3 Ubicación Referencial

La nueva línea deberá conectar la actual S/E Tamarugal con la nueva S/E Nueva Tamarugal, ambas ubicadas en la comuna de Nueva Pozo Almonte, Región de Tarapacá. En la Figura 1-39, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá encontrar ubicada esta instalación.

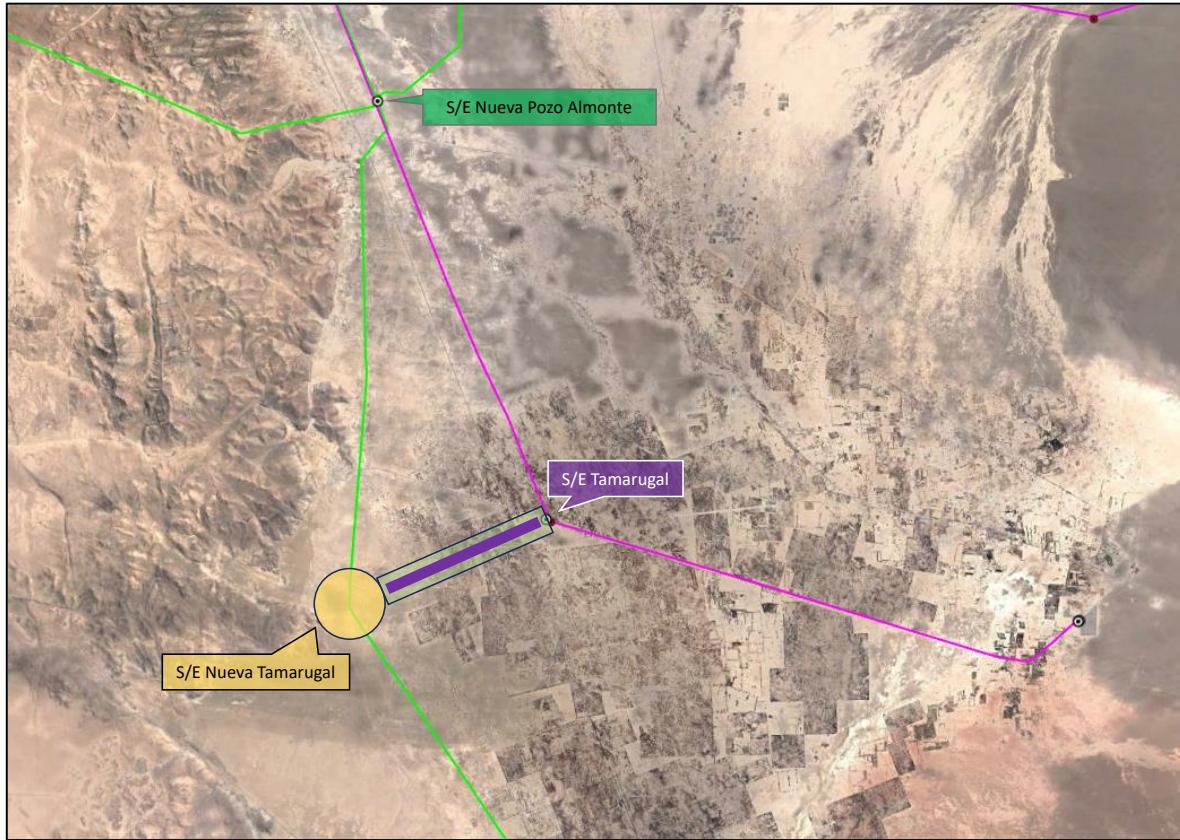


Figura 1-39. Vista aérea Nueva línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal.

1.2.1.5.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Ver 1.2.1.4.4.

1.2.1.5.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 9,6 MMUSD.

Tabla 1-23. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Nueva Tamarugal – Tamarugal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.580.099
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.781.197
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.361.296
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	280.839
5	COSTO TOTAL PROYECTO	9.642.134



Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.6 Ampliación en S/E Tamarugal (NTR ATMT)

1.2.1.6.1 Objetivo

Ver 1.2.1.4.1.

1.2.1.6.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Tamarugal mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV, de al menos 30 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Asimismo, el proyecto contempla la construcción de un patio de 66 kV en configuración barra simple más barra de transferencia, con cinco posiciones, para habilitar la conexión del nuevo transformador, de la línea 1x66 kV Pozo Almonte–Tamarugal, del transformador existente, de la obra “Nueva Línea 1x66 kV Nueva Tamarugal–Tamarugal”, y del paño acoplador de barras.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una sección de barras de 23 kV, en configuración barra simple, contemplando la construcción de, al menos, cuatro paños de alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador, un paño de interconexión con la barra existente, un paño para la conexión de un banco de condensadores, y espacio en barras para la futura construcción de dos paños adicionales.

Además, el proyecto considera la instalación de un nuevo banco de condensadores en 23 kV, de 5 MVAr, con su respectivo paño de conexión.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y actividades necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, ajustes de protecciones, telecomunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación podrán definirse requisitos mínimos adicionales que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

1.2.1.6.3 Ubicación Referencial

La S/E Tamarugal se encuentra ubicada en la comuna de Pozo Almonte, Región de Tarapacá. En la Figura 1-40, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-40. Vista aérea S/E Tamarugal.

1.2.1.6.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Ver 1.2.1.4.4.

1.2.1.6.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 7,4 MMUSD.

Tabla 1-24. Valorización de la obra Ampliación en S/E Tamarugal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.905.344

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.253.202
3	SUB TOTAL CONTRATO	7.158.546
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	214.756
5	COSTO TOTAL PROYECTO	7.373.302

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.1.7 Ampliación en S/E Uribe (NTR ATMT)

1.2.1.7.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Uribe, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, el transformador AT/MT de la subestación presenta cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Uribe dispone de una única unidad transformadora AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dicha instalación.

1.2.1.7.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Uribe mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, de al menos 21 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Asimismo, el proyecto contempla la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, incorporando una posición adicional para habilitar la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barras de 23 kV, en configuración barra simple, contemplando la construcción de, al menos, cuatro paños de alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador, un paño de interconexión con la barra existente, la conexión de un banco de condensadores, y espacio en barras para la futura construcción de dos paños adicionales.

Además, el proyecto considera la instalación de un nuevo banco de condensadores en 23 kV, de 5 MVAr, con su respectivo paño de conexión.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

1.2.1.7.3 Ubicación Referencial

La S/E Uribe se encuentra ubicada en la comuna de Antofagasta, Región de Antofagasta. En la Figura 1-41, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-41. Vista aérea S/E Uribe.

1.2.1.7.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Uribe dispone de un único transformador AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- URIBE 110/23 KV 21MVA 1

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dicho transformador alcanza una cargabilidad superior al 85%

de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con una sola unidad de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente, no se dispone de respaldo para el abastecimiento de los consumos de la zona.

En la Figura 1-42 se presentan las cargabilidades proyectadas del transformador de esta subestación.

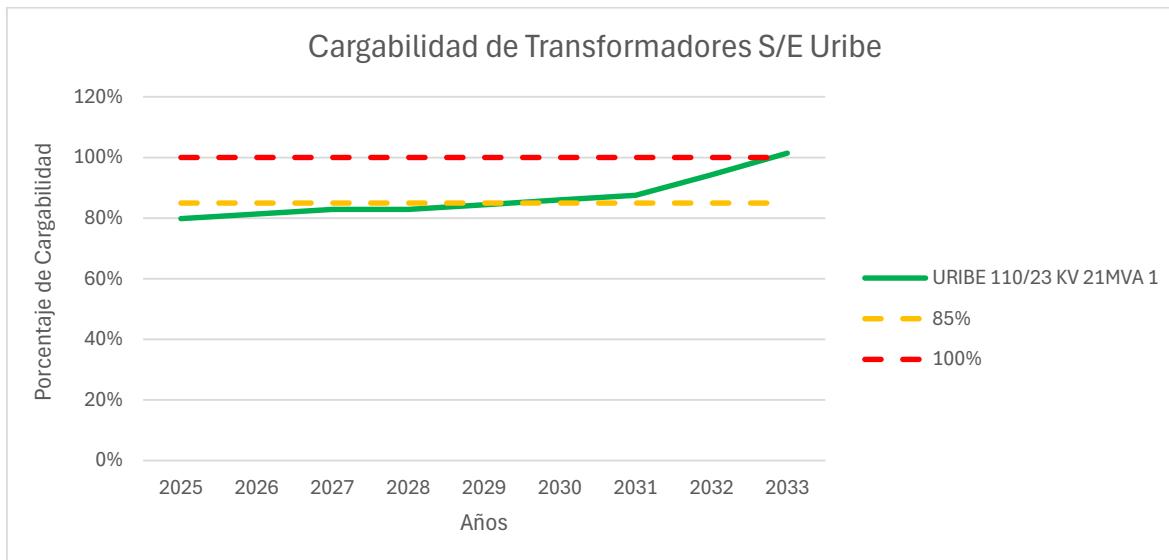


Figura 1-42. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Uribe.

1.2.1.7.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6,2 MMUSD.

Tabla 1-25. Valorización de la obra Ampliación en S/E Uribe.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.995.644
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.053.068
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.048.713
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	181.461

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.230.174

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILOTA

1.2.2.1 Ampliación en S/E Pan de Azúcar

1.2.2.1.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de preservar la seguridad y asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Pan de Azúcar, a partir de los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025), en el cual se observa que, actualmente, los transformadores N°3 y N°9 (220/110 kV) de la S/E Pan de Azúcar comparten paños tanto por el lado 220 kV como por el lado 110 kV.

En este contexto, ante la indisponibilidad forzosa o programada, de alguno de estos transformadores, se afecta la disponibilidad de la unidad paralela, lo que se vuelve más crítico en escenarios en que los demás transformadores 220/110 kV de la subestación se encuentran indisponibles por falla o mantenimiento, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de la barra de 110 kV. En consecuencia, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro asociado a la S/E Pan de Azúcar, particularmente en las instalaciones de transmisión con un nivel tensión de 110 kV.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de seguridad y suficiencia de dicha instalación.

1.2.2.1.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la normalización de los paños de los transformadores N°3 y N°9 (220/110 kV) de la S/E Pan de Azúcar, los cuales comparten conexiones tanto por el lado de 220 kV como por el de 110 kV, con el objetivo de permitir una operación independiente.

Además, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

1.2.2.1.3 Ubicación Referencial

La S/E Pan de Azúcar se encuentra ubicada en la comuna de Coquimbo, Región de Coquimbo. En la Figura 1 45, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-43. Vista aérea S/E Pan de Azúcar.

1.2.2.1.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Pan de Azúcar dispone de cuatro transformador AT/AT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- PAN DE AZUCAR 220/110/13.8 KV 150 MVA 4
- PAN DE AZUCAR 220/110/13.8 KV 150 MVA AT10
- PAN DE AZUCAR ATR3 220/115/13.8KV 75 MVA
- PAN DE AZUCAR ATR9 220/115/13.2KV 90 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dichos transformadores alcanzan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal bajo condición de operación N-1. En consecuencia, bajo la configuración actual de la subestación, no es posible asegurar las condiciones de seguridad y

confiabilidad del suministro asociado a la S/E Pan de Azúcar, particularmente en las instalaciones de transmisión de 110 kV.

Adicionalmente, a partir de los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025), se identifica que, actualmente, los transformadores N°3 y N°9 (220/110 kV) de la S/E Pan de Azúcar comparten paños tanto por el lado 220 kV como por el lado 110 kV. En este contexto, ante la indisponibilidad forzosa o programada de alguno de estos transformadores, se afecta la disponibilidad de la unidad en paralelo, lo que se vuelve más crítico en escenarios en que los demás transformadores 220/110 kV de la subestación se encuentran indisponibles por falla o mantenimiento, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de la barra de 110 kV.

En la Figura 1-44 se presentan las cargabilidades proyectadas de los transformadores ante contingencia (N-1) de esta subestación.

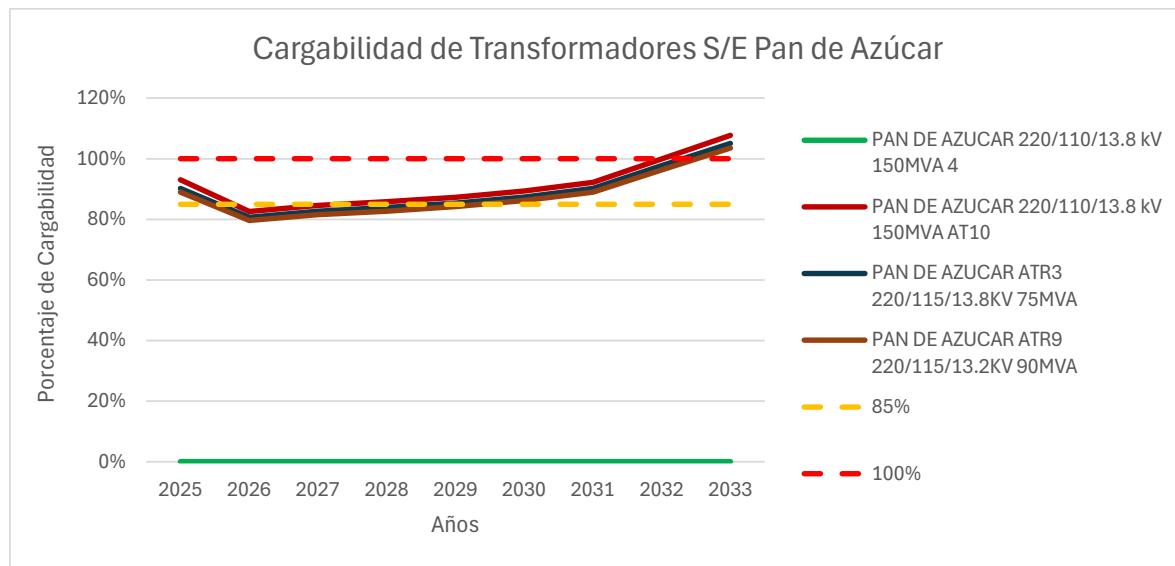


Figura 1-44. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Pan de Azúcar.

1.2.2.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96º de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 4,3 MMUSD.

Tabla 1-26. Valorización de la obra Ampliación en S/E Pan de Azúcar.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.906.318
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.226.403

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.132.722
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	123.982
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.256.703

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.2 Nueva S/E Rivadavia

1.2.2.2.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Vicuña, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, el transformador AT/MT de la subestación presenta cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Vicuña dispone de una única unidad transformadora AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada, sin disponibilidad de respaldo ante indisponibilidades.

Por otra parte, considerando las características de los consumos de la zona, la configuración actual de las instalaciones de transmisión asociadas a la S/E Vicuña no permite asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dichas instalaciones.

1.2.2.2.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada S/E Rivadavia, mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Vicuña – Baños del Toro, considerando los respectivos paños de línea y los patios en 110 kV y 23 kV. Asimismo, el proyecto contempla la instalación de un transformador 110/23 kV, de al menos 24 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces necesarios para materializar el seccionamiento de la línea antes mencionada en la S/E Rivadavia, manteniendo, a lo menos, las características técnicas de la línea que se secciona.



Por otra parte, la configuración del patio de 110 kV de la S/E Rivadavia corresponderá a barra principal más barra de transferencia, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro posiciones, de modo de permitir el seccionamiento de la línea 1x110 kV Vicuña – Baños del Toro mediante dos paños de línea, la conexión del transformador 110/23 kV, y la construcción de un paño acoplador de barras.

Por su parte, la configuración del patio de 23 kV corresponderá a barra simple, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador 110/23 kV y tres posiciones para la construcción de paños de alimentadores.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y actividades necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, ajustes de protecciones, telecomunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación podrán definirse requisitos mínimos adicionales que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas y equipamiento, entre otros.

1.2.2.2.3 Ubicación Referencial

La subestación Rivadavia se deberá emplazar a aproximadamente 18 km hacia el este de la actual S/E Vicuña, siguiendo el trazado de la actual línea 1x110 kV Vicuña – Baños del Toro, dentro de un radio de 1 km respecto de ese punto. En la Figura 1-45, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá estar ubicada esta instalación.



Figura 1-45. Vista aérea Nueva S/E Rivadavia.

1.2.2.2.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Vicuña dispone de un único transformador AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- T2D S/E VICUÑA HT1 110/23 kV 24 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dicho transformador alcanza una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con una sola unidad de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión asociadas al entorno de la S/E Vicuña, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente o de las instalaciones de transmisión radiales en serie, no es posible asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En la Figura 1-46 se presentan las cargabilidades proyectadas del transformador de esta subestación.

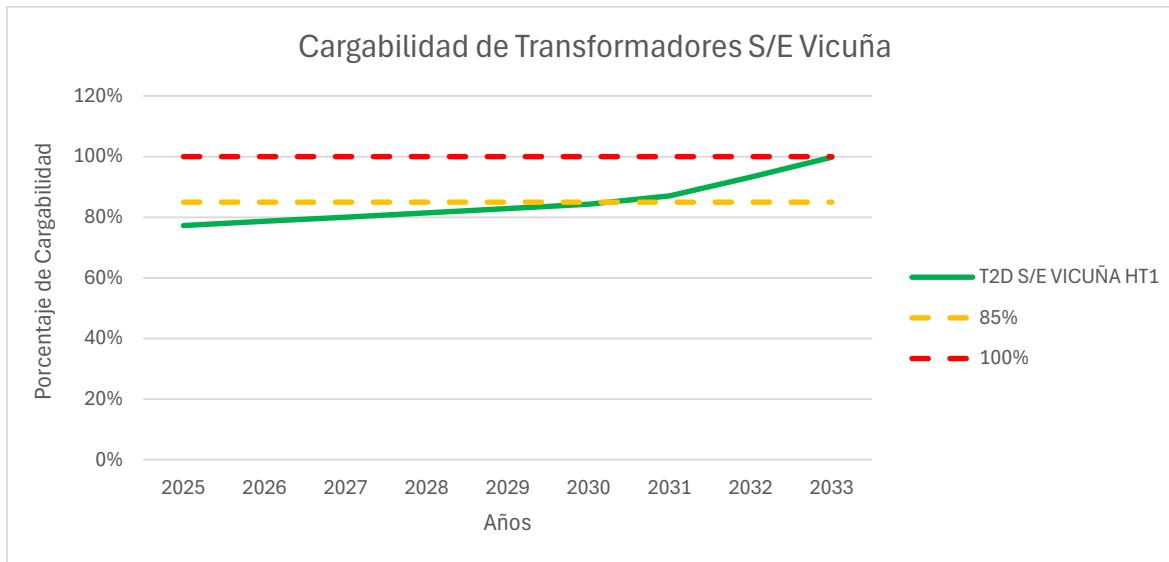


Figura 1-46. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Vicuña.

1.2.2.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 7,1 MMUSD.

Tabla 1-27. Valorización de la obra Nueva S/E Rivadavia.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.489.801
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.436.738
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.926.539
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	207.796
5	COSTO TOTAL PROYECTO	7.134.335

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.3 Ampliación Línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca

1.2.2.3.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de preservar la seguridad en la operación, mediante el cumplimiento del criterio N-1, y de asegurar el abastecimiento de la demanda a través de la línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, ante la falla de uno de los dos circuitos, el circuito sano



queda congestionado, alcanzando cargabilidades superiores al 100% de su capacidad nominal dentro del horizonte de análisis.

Adicionalmente, con base en los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025), se evidencia en la operación en tiempo real que, durante escenarios diurnos con presencia de sol, la línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca no es capaz de evacuar hacia el SEN la totalidad del aporte conjunto de generación de los PMGD fotovoltaicos de las SS/EE de la zona y del parque fotovoltaico PFV Doña Antonia, siendo necesario aplicar reducciones de generación para mantener la operación bajo el criterio N-1 de dicha línea.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de seguridad y suficiencia asociadas a estas instalaciones.

1.2.2.3.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 150 MVA por circuito a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales como consecuencia de dicho aumento de capacidad.

1.2.2.3.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad de la línea se deberá realizar en el actual tramo desde la S/E EL Peñon hasta la S/E La Ruca. En la Figura 1-47, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-47. Vista aérea 2x110 kV El Peñón – La Ruca.

1.2.2.3.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

La línea de transmisión 2x110 kV El Peñón – La Ruca tiene una longitud aproximada de 41 km y se divide en dos tramos, cuyos conductores corresponden a los tipos ACSR y AAAC, en donde la capacidad limitante de la línea, para la condición de 35 °C con sol, es de 0,310 kA.

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, ante la falla de uno de los circuitos de la línea, se supera el 100% de la capacidad nominal del circuito sano hacia el final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025) evidencian, en la operación en tiempo real que, durante escenarios diurnos con presencia de sol, la línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca no es capaz de evacuar hacia el SEN la totalidad del aporte conjunto de generación de los PMGD fotovoltaicos conectados a las SS/EE de la zona y del parque fotovoltaico PFV Doña Antonia. En consecuencia, se requiere la aplicación de reducciones de generación en las centrales mencionadas para mantener la operación bajo el criterio N-1 de la línea 2x110 kV El Peñón – La Ruca.

En la Figura 1-48 se presentan las cargabilidades proyectadas de la línea en operación normal (N), mientras que en la Figura 1-49 se muestran las cargabilidades proyectadas en condición N-1.

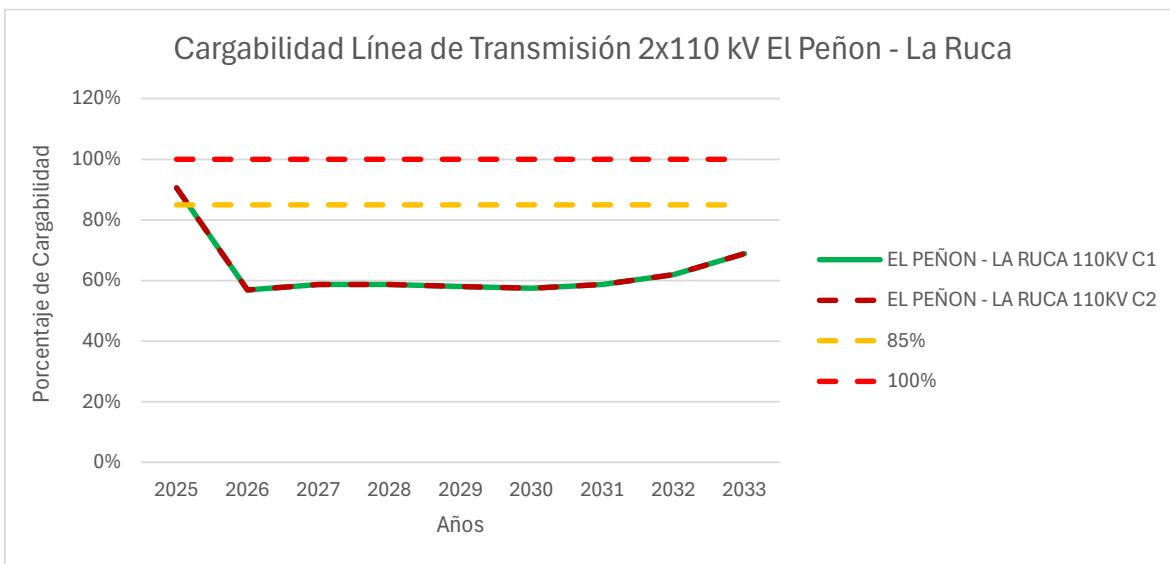


Figura 1-48. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 2x110 kV El Peñon – La Ruca en operación N.

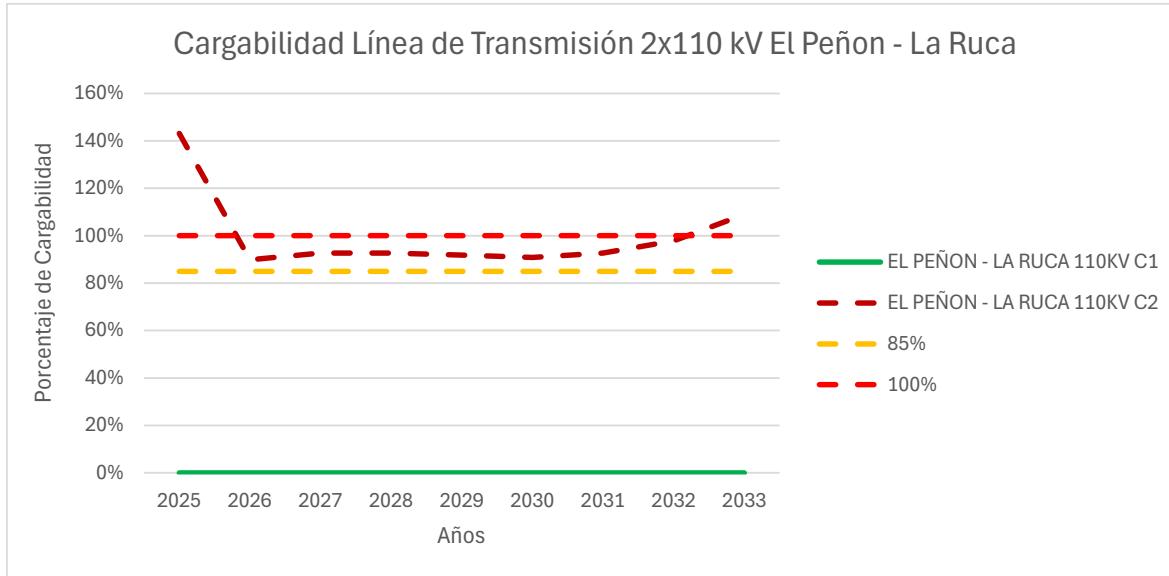


Figura 1-49. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 2x110 kV El Peñon – La Ruca en operación N-1.

1.2.2.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 15,4 MMUSD.

Tabla 1-28. Valorización de la obra Ampliación en Línea 2x110 kV El Peñon – La Ruca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	10.377.058
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.590.025
3	SUB TOTAL CONTRATO	14.967.083
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	449.012
5	COSTO TOTAL PROYECTO	15.416.096

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.4 Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATMT)

1.2.2.4.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Ovalle, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, los transformadores AT/MT de la subestación presentan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la



obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Ovalle dispone de dos unidades transformadoras AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dicha instalación.

1.2.2.4.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Ovalle mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV, de al menos 30 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Asimismo, el proyecto contempla la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple más barra de transferencia, incorporando una posición adicional para habilitar la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barras de 23 kV, en configuración barra simple, contemplando la construcción de, al menos, cuatro paños de alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador, un paño de interconexión con la barra existente, la conexión de un banco de condensadores, y espacio en barras para la futura construcción de dos paños adicionales.

Además, el proyecto considera la instalación de un nuevo banco de condensadores en 23 kV, de 5 MVAr, con su respectivo paño de conexión.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

1.2.2.4.3 Ubicación Referencial

La S/E Ovalle se encuentra ubicada en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo. En la Figura 1-50, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-50. Vista aérea S/E Ovalle.

1.2.2.4.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Uribe dispone de dos unidades transformadoras AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- OVALLE 66/24KV 30MVA 1
- T2D S/E OVALLE BT2 66/25 kV 30 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dichos transformadores alcanzan una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con dos unidades de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de

transmisión, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente, no se dispone de respaldo para el abastecimiento de los consumos de la zona.

En la Figura 1-51 se presentan las cargabilidades proyectadas de los transformadores de esta subestación.

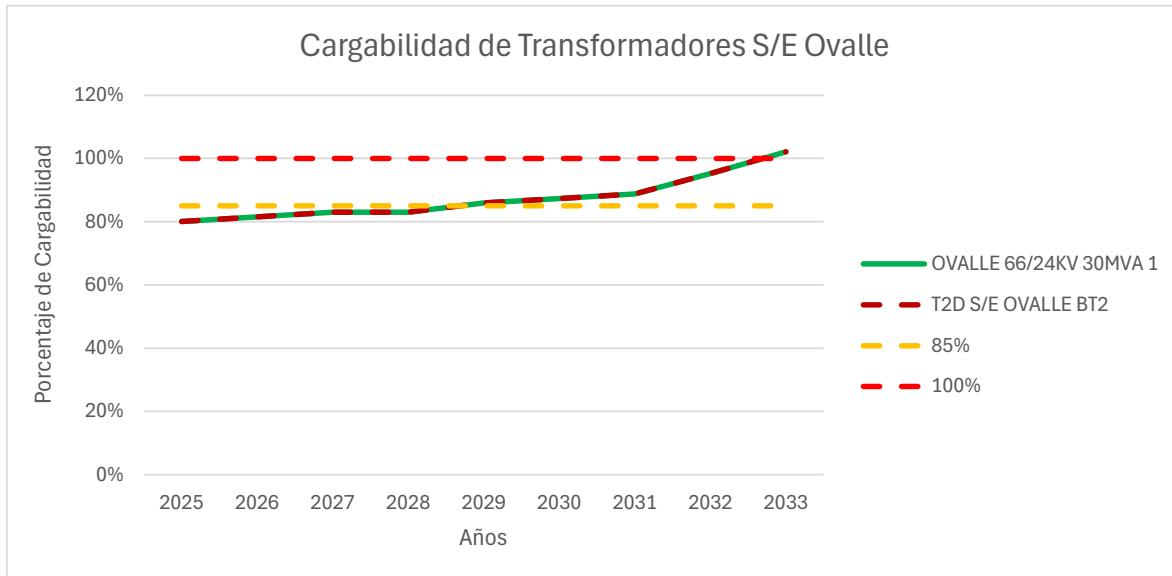


Figura 1-51. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Ovalle.

1.2.2.4.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6,1 MMUSD.

Tabla 1-29. Valorización de la obra Ampliación en S/E Ovalle.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.911.663
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.034.593
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.946.256
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	178.388
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.124.644

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.2.5 Ampliación Línea 1x110 kV Ovalle – Illapel

1.2.2.5.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de preservar la seguridad en la operación, mediante el cumplimiento del criterio N-1, y de asegurar el abastecimiento de la demanda a través de la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, ante la falla de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel, la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel queda congestionada, alcanzando cargabilidades superiores al 100% de su capacidad nominal dentro del horizonte de análisis.

Adicionalmente, con base en los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025), se evidencia que en la operación en tiempo real, durante escenarios diurnos con presencia de sol, la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel no es capaz de evacuar hacia el SEN la totalidad del aporte conjunto de generación de los PMGD fotovoltaicos de las SS/EE de la zona, siendo necesario aplicar reducciones de generación para mantener la operación bajo el criterio N-1 de dicha línea.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de seguridad y suficiencia asociadas a estas instalaciones.

1.2.2.5.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transmisión de la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 150 MVA a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales como consecuencia de dicho aumento de capacidad.

1.2.2.5.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad de la línea se deberá realizar en el actual tramo desde la S/E Ovalle hasta la S/E Illapel. En la Figura 1-52, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-52. Vista aérea línea 1x110 kV Ovalle – Illapel.

1.2.2.5.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

La línea de transmisión 1x110 kV Ovalle – Illapel tiene una longitud aproximada de 129 km y se divide en tres tramos, cuyos conductores corresponden a los tipos ACSR, en donde la capacidad limitante de la línea, para la condición de 35 °C con sol, es de 0,3 kA.

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, ante la falla de la línea 1x110 kV Choapa – Illapel, se supera el 100% de la capacidad nominal de la durante el horizonte de análisis.

Adicionalmente, los resultados del Estudio “Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión” (Informe GO N°36/2025) evidencian, en la operación en tiempo real que, durante escenarios diurnos con presencia de sol, la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel no es capaz de evacuar hacia el SEN la totalidad del aporte conjunto de generación de los PMGD fotovoltaicos conectados a las SS/EE de la zona. En consecuencia, se requiere la aplicación de reducciones de generación en las centrales del entorno para mantener la operación bajo el criterio N-1 de la línea.

En la Figura 1-53 se presentan las cargabilidades proyectadas de la línea en operación normal (N), mientras que en la Figura 1-54 se muestran las cargabilidades proyectadas en condición N-1.

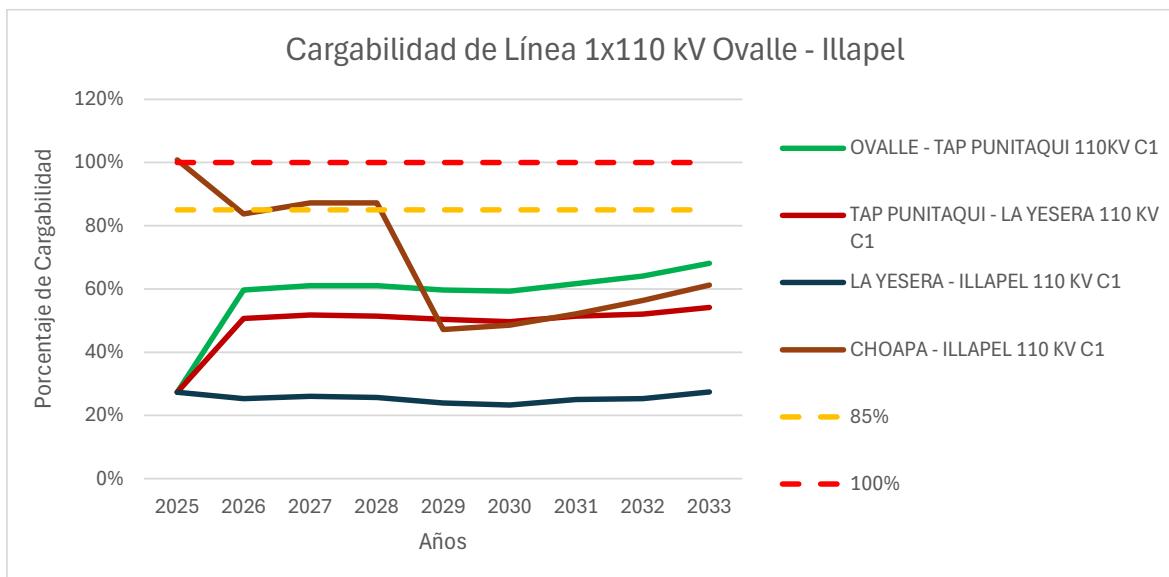


Figura 1-53. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 1x110 kV Ovalle – Illapel en operación N.

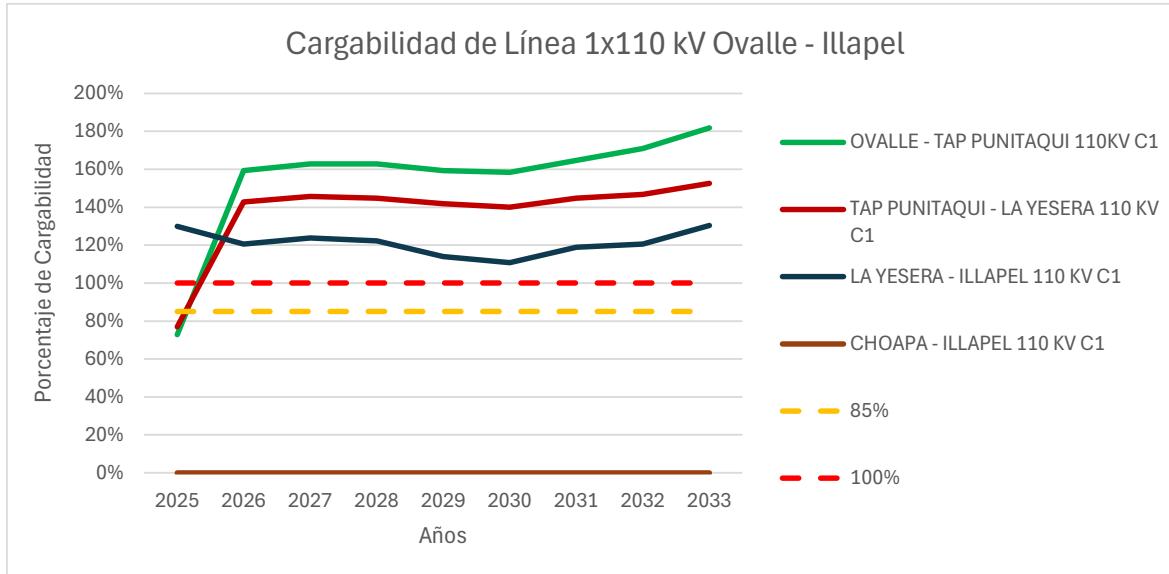


Figura 1-54. Cargabilidad proyectada línea de transmisión 1x110 kV Ovalle – Illapel en operación N-1.

1.2.2.5.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 34,1 MMUSD.

Tabla 1-30. Valorización de la obra Ampliación Línea 1x110 kV Ovalle - Illapel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	26.090.649
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	7.009.919
3	SUB TOTAL CONTRATO	33.100.567
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	993.017
5	COSTO TOTAL PROYECTO	34.093.584

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026

1.2.2.6 Ampliación en S/E Punitaqui (NTR ATMT)

1.2.2.6.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Punitaqui, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, la unidad transformadora AT/MT del patio de 66 kV de la subestación presenta cargabilidades superiores al 85% de su



capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Punitaqui dispone de dos unidades transformadoras AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada, una en el patio de 110 kV y la otra en el patio de 66 kV.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dicha instalación.

1.2.2.6.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Punitaqui mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV, de al menos 20 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Asimismo, el proyecto contempla la ampliación de barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, incorporando una posición adicional para habilitar la conexión del nuevo transformador.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barras de 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplando la construcción de, al menos, tres paños de alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador, un paño de interconexión con la barra existente y la conexión de un banco de condensadores.

Además, el proyecto considera la instalación de un nuevo banco de condensadores en 13,2 kV, de 5 MVar, con su respectivo paño de conexión.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

1.2.2.6.3 Ubicación Referencial

La S/E Ovalle se encuentra ubicada en la comuna de Punitaqui, Región de Coquimbo. En la Figura 1-55, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-55. Vista aérea S/E Punitaqui.

1.2.2.6.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Punitaqui dispone de dos unidades transformadoras AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- T2D S/E PUNITAQUI BT1 69/15 kV 20 MVA
- T2D S/E PUNITAQUI HT2 110/13,8 kV 20 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, la unidad T2D S/E PUNITAQUI BT1 alcanza una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con dos unidades de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión, ante un escenario de falla o mantenimiento de las unidades existentes en los patios de 66 kV o 110 kV, no se dispone de respaldo para el abastecimiento de los consumos asociados.

En la Figura Figura 1-56 se presentan las cargabilidades proyectadas de los transformadores de esta subestación.

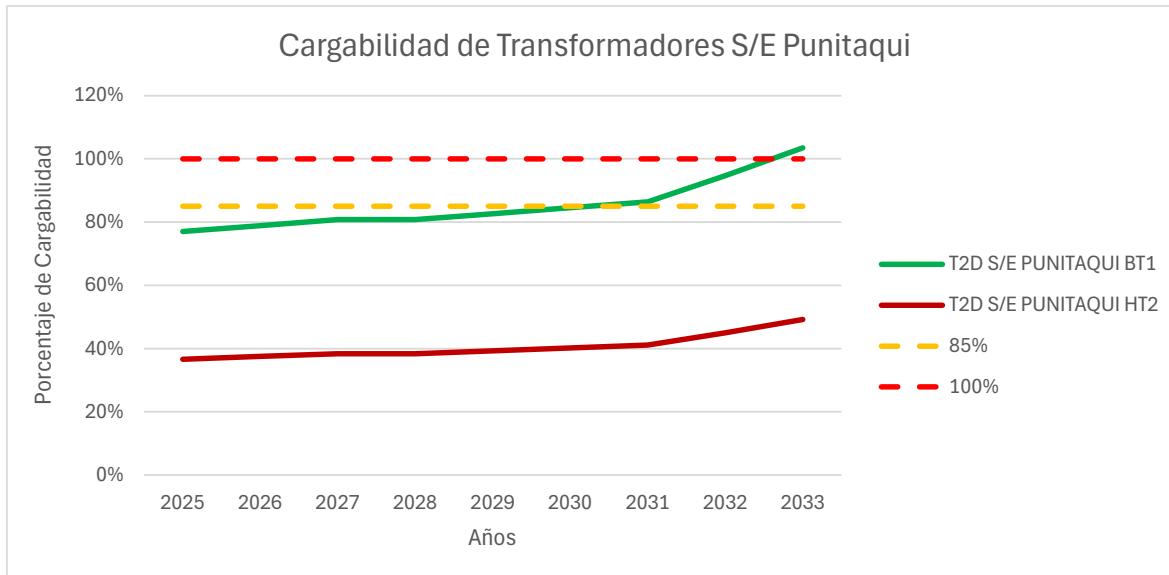


Figura 1-56. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Punitaqui.

1.2.2.6.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 5,4 MMUSD.

Tabla 1-31. Valorización de la obra Ampliación en S/E Punitaqui.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.351.179
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.911.286
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.262.465
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	157.874
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.420.339

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.7 Nueva S/E Pichidangui

1.2.2.7.1 Objetivo



El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Quereo, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, el transformador AT/MT de la subestación presenta cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente la S/E Quereo dispone de una única unidad transformadora AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada, sin disponibilidad de respaldo ante indisponibilidades.

Por otra parte, considerando las características de los consumos de la zona, la configuración actual de las instalaciones de transmisión asociadas a la S/E Quereo no permite asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dichas instalaciones.

1.2.2.7.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada S/E Pichidangui, mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Choapa – Quinquimo, considerando los respectivos paños de línea y los patios en 110 kV y 23 kV. Asimismo, el proyecto contempla la instalación de un transformador 110/23 kV, de al menos 20 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces necesarios para materializar el seccionamiento de la línea antes mencionada en la S/E Pichidangui, manteniendo, a lo menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

Por otra parte, la configuración del patio de 110 kV de la S/E Pichidangui corresponderá a barra principal más barra de transferencia, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro posiciones, de modo de permitir el seccionamiento de la línea 1x110 kV Choapa – Quinquimo mediante dos paños de línea, la conexión del transformador 110/23 kV, y la construcción de un paño acoplador de barras.

Por su parte, la configuración del patio de 23 kV corresponderá a barra simple, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador 110/23 kV y tres posiciones para la construcción de paños de alimentadores.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y actividades necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios

respectivos, ajustes de protecciones, telecomunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación podrán definirse requisitos mínimos adicionales que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas y equipamiento, entre otros.

1.2.2.7.3 Ubicación Referencial

La subestación Pichidangui se deberá emplazar a aproximadamente 22 km hacia el sur de la actual S/E Choapa, siguiendo el trazado de la actual línea 1x110 kV Choapa – Quinquimo, dentro de un radio de 1 km respecto de ese punto. En la Figura 1-57, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá estar ubicada esta instalación.

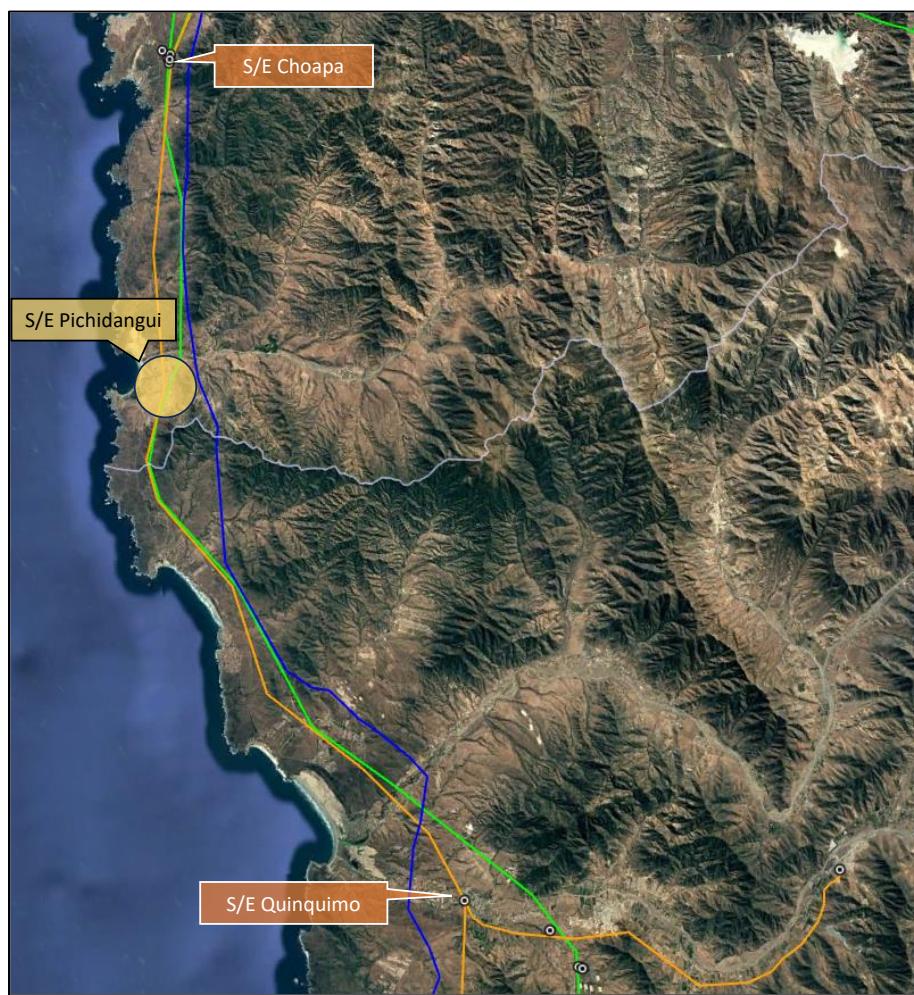


Figura 1-57. Vista aérea Nueva S/E Pichidangui.

1.2.2.7.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, la S/E Quereo dispone de un único transformador AT/MT para el abastecimiento de la demanda de la zona, con la siguiente configuración:

- T2D S/E QUEREO HT1 110/24 kV 13 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dicho transformador alcanza una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que la subestación cuenta con una sola unidad de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión asociadas al entorno de la S/E Quereo, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente o de las instalaciones de transmisión radiales en serie, no es posible asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En la Figura Figura 1-58 se presentan las cargabilidades proyectadas del transformador de esta subestación.

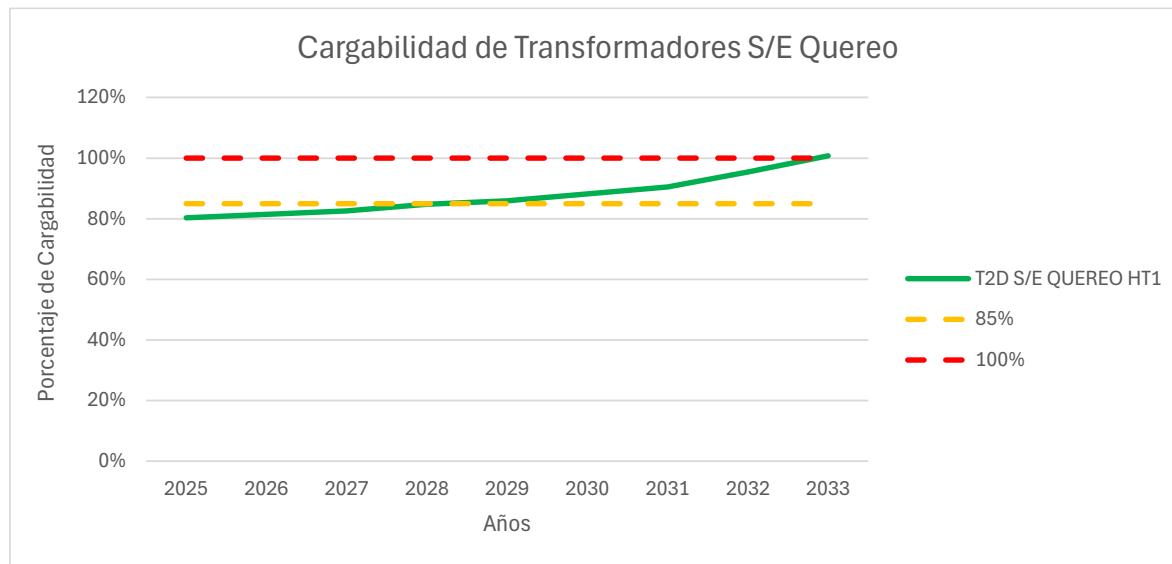


Figura 1-58. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Quereo.

1.2.2.7.5 Valorización



El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 7 MMUSD.

Tabla 1-32. Valorización de la obra Nueva S/E Pichidangui.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.374.214
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.418.938
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.793.152
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	203.795
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.996.946

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.8 Nueva S/E Cachagua

1.2.2.8.1 Objetivo

El objetivo de la obra surge de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de las S/E Casas Viejas y S/E Marbella, a partir de los resultados del Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión 2026, en el cual se observa que, hacia el año 2033, los transformadores AT/MT de cada una de estas subestaciones presentan cargabilidades superiores al 85% de su capacidad nominal. Asimismo, la obra busca mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro, dado que actualmente las S/E Casas Viejas y S/E Marbella dispone cada una de una única unidad transformadora AT/MT para el abastecimiento de la demanda regulada, sin disponibilidad de respaldo ante indisponibilidades.

Por otra parte, considerando las características de los consumos de la zona, la configuración actual de las instalaciones de transmisión asociadas a las S/E Casas Viejas y S/E Marbella no permiten asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En vista de lo anterior, se presenta una propuesta de obra orientada a abordar las condiciones de suficiencia y seguridad de dichas instalaciones.

1.2.2.8.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada S/E Cachagua, con patios en 110 kV y 13,2 kV. Asimismo, el proyecto contempla la instalación de un transformador



110/13,2 kV, de al menos 30 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, la configuración del patio de 110 kV de la S/E Cachagua corresponderá a barra principal más barra de transferencia, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres posiciones, de modo de permitir la conexión de la obra “Nueva Línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua”, la conexión del transformador 110/13,2 kV, y la construcción de un paño acoplador de barras.

Por otra parte, la configuración del patio de 13,2 kV corresponderá a barra simple, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador 110/13,2 kV y tres posiciones para la construcción de paños de alimentadores.

Finalmente, el proyecto incluye todas las obras, modificaciones y actividades necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, ajustes de protecciones, telecomunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación podrán definirse requisitos mínimos adicionales que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas y equipamiento, entre otros.

1.2.2.8.3 Ubicación Referencial

La subestación Cachagua se deberá emplazar a aproximadamente 6 km hacia el oeste de la actual S/E Casas Viejas, dentro de un radio de 1 km respecto de ese punto. En la Figura 1-59, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá estar ubicada esta instalación.



Figura 1-59. Vista aérea Nueva S/E Cachagua.

1.2.2.8.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Actualmente, las S/E Casas Viejas y S/E Marbella disponen de un único transformador AT/MT para el abastecimiento de la demanda de sus zonas, cada uno con la siguiente configuración:

- T2D S/E CASAS VIEJAS HT1 110/13,2 kV 10 MVA
- T2D S/E MARBELLA HT1 110/14,4 kV 13 MVA

Por otra parte, con base en el Diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que, hacia el año 2033, dichos transformadores alcanzan una cargabilidad superior al 85% de su capacidad nominal. En consecuencia, bajo la configuración actual, la capacidad disponible no resulta suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis.

Adicionalmente, dado que estas subestaciones cuentan con una sola unidad de transformación para el suministro de la demanda regulada y considerando la topología radial de las instalaciones de transmisión asociadas al entorno de las S/E Casas Viejas y S/E Marbella, ante un escenario de falla o mantenimiento de la unidad existente o de las instalaciones de transmisión radiales en serie, no es posible asegurar el nivel de confiabilidad requerido para el abastecimiento de la demanda frente a contingencias y mantenimientos, de modo de dar cumplimiento a los estándares de seguridad y a los requerimientos de suficiencia asociados al suministro de la demanda atendida por estas instalaciones.

En la Figura 1-60 se presentan las cargabilidades proyectadas del transformador de esta subestación.

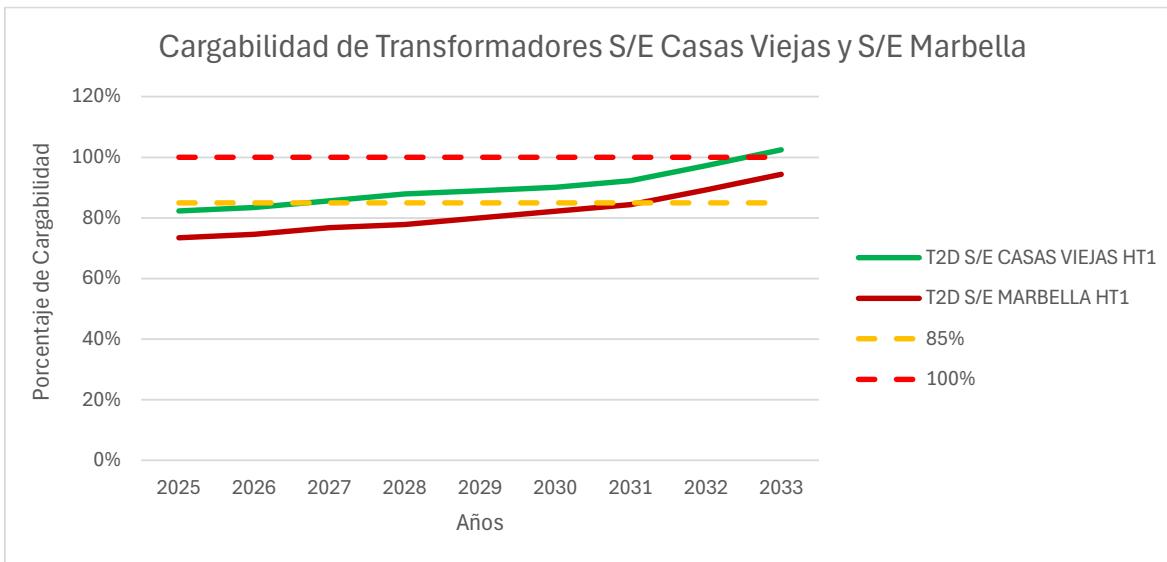


Figura 1-60. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Casas Viejas y S/E Marbella.

1.2.2.8.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6,6 MMUSD.

Tabla 1-33. Valorización de la obra Nueva S/E Cachagua.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.017.678
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.364.032
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.381.710
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	191.451

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.573.161

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.2.9 Nueva Línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua

1.2.2.9.1 Objetivo

Ver 1.2.2.8.1.

1.2.2.9.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 110 kV, de simple circuito, denominada 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua, con una capacidad de transmisión de al menos 90 MVA a 35 °C con sol, entre las subestaciones Casas Viejas y Cachagua, junto con la construcción de los respectivos paños de conexión en ambas subestaciones de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

1.2.2.9.3 Ubicación Referencial

La nueva línea deberá conectar la actual S/E Casas Viejas con la nueva S/E Cachagua, ambas ubicadas en la comuna de Zapallar, Región de Valparaíso. En la Figura 1-61, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se deberá encontrar ubicada esta instalación.



Figura 1-61. Vista aérea nueva línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua.

1.2.2.9.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

Ver 1.2.2.8.4.

1.2.2.9.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 9,8 MMUSD.

Tabla 1-34. Valorización de la obra Nueva Línea 1x110 kV Casas Viejas – Cachagua.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	4.745.453
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.805.669



ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.551.123
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	286.534
5	COSTO TOTAL PROYECTO	9.837.656

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.3 ZONA REGIÓN DE VALPARAÍSO

1.2.3.1 Ampliación en S/E Bollenar (NTR ATMT)

1.2.3.1.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Bollenar, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026, en el cual al año 2032 el transformador AT/MT 110/13,8 kV 30 MVA N1 de la S/E Bollenar supera el 85% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.3.1.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Bollenar mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto contempla la ampliación de la barra de 110 kV la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para una posición, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra de 13,8 kV existente y espacio en barras para la construcción de futuras ampliaciones

1.2.3.1.3 Ubicación Referencial

La S/E Bollenar se encuentra situada en la comuna de Melipilla, la cual pertenece a la Región de Metropolitana de Santiago provincia de Melipilla. En la Figura 1-62, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-62. Vista aérea S/E Bollenar.

1.2.3.1.4 Justificación necesidad del proyecto

La S/E Bollenar posee actualmente solo un transformador AT/MT, con configuraciones:

1. BOLLENAR 110/13.8KV 30MVA N1

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se identifica que año 2032 el transformador AT/MT de la S/E Bollenar supera el 85% de su capacidad nominal. Lo cual, con la configuración actual, no es suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis. En la Figura 1-63 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

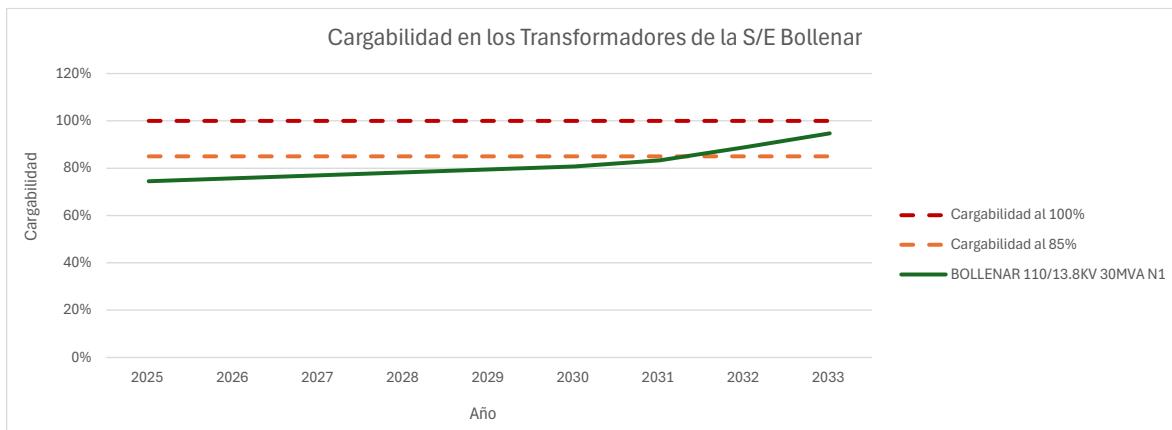


Figura 1-63. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Bollenar.

1.2.3.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6 MMUSD.

Tabla 1-35: Valorización de la obra NTR Bollenar 110/13.8 kV 30MVA

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.824.260
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.015.364
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.839.624
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	175.189
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.014.813

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

1.2.4.1 Ampliación en S/E Santa Marta (RTR ATMT)

1.2.4.1.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Santa Marta, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico del uso del sistema de transmisión 2026, y la actualización de la licitación de buses para el transporte público de la Región Metropolitana, liderada por el Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM) del 16 de diciembre de 2025, el cual al proyectar una integración de 3,99 MW para la licitación 2023 y 6,46 MW para la licitación 2025 en la S/E Santa Marta. De esta forma al año 2033 se observa que los transformadores AT/MT T4 de la subestación supera el 98% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.1.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Santa Marta mediante el reemplazo del actual transformador T2D S/E SANTA MARTA AT3, por un nuevo Transformador 110/23 kV 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), adecuaciones y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

1.2.4.1.3 Ubicación Referencial

La S/E Santa Marta se encuentra situada en la comuna de Maipú, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago provincia de Santiago. En la Figura 1-64, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-64. Vista aérea S/E Santa Marta.



1.2.4.1.4 Justificación necesidad del proyecto

La S/E Santa Marta posee actualmente cinco transformadores AT/MT, de nombre:

1. T2D S/E SANTA MARTA AT1
2. T2D S/E SANTA MARTA AT2
3. T2D S/E SANTA MARTA AT3
4. T2D S/E SANTA MARTA AT4
5. T2D S/E SANTA MARTA HT5

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, y la actualización de la licitación de buses para el transporte público de la Región Metropolitana, liderada por el Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM) del 16 de diciembre de 2025, se identifica que año 2033 el transformador AT/MT T4 de la S/E Santa Marta supera el 98% de su capacidad nominal. Lo cual, con la configuración actual, no es suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis. En la Tabla 1-36 se presenta el listado de puntos de carga¹, junto con la potencia analizada y la subestación a la cual, de manera preliminar, se asociaría el abastecimiento eléctrico de cada electroterminal.

Tabla 1-36. Puntos de Carga Electroterminales S/E Santa Marta.

Fuente	Electroterminal	Comuna	Potencia con prefactibilidad de conexión en Distribución [MW]	Zona de Concesión de Distribución	Subestación
Oficio N° 35975/2023 DTPM	El Conquistador	Maipú	1.20	Enel Dx	Santa Marta
Oficio N° 35975/2023 DTPM	Los Peumos	Maipú	2.79	Enel Dx	Santa Marta
Licitación Preliminar año 2028	Los Talaveras	Maipú	3.21	Enel Dx	Santa Marta
Licitación Preliminar año 2029	San Juan	Maipú	1.54	Enel Dx	Santa Marta
Licitación Preliminar año 2033	Los Pinos	Maipú	1.71	Enel Dx	Santa Marta

En la Figura 1-65 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

¹ [Listado con análisis preliminar de puntos de carga para buses eléctricos del transporte público en la Región Metropolitana - Comisión Nacional de Energía](#)

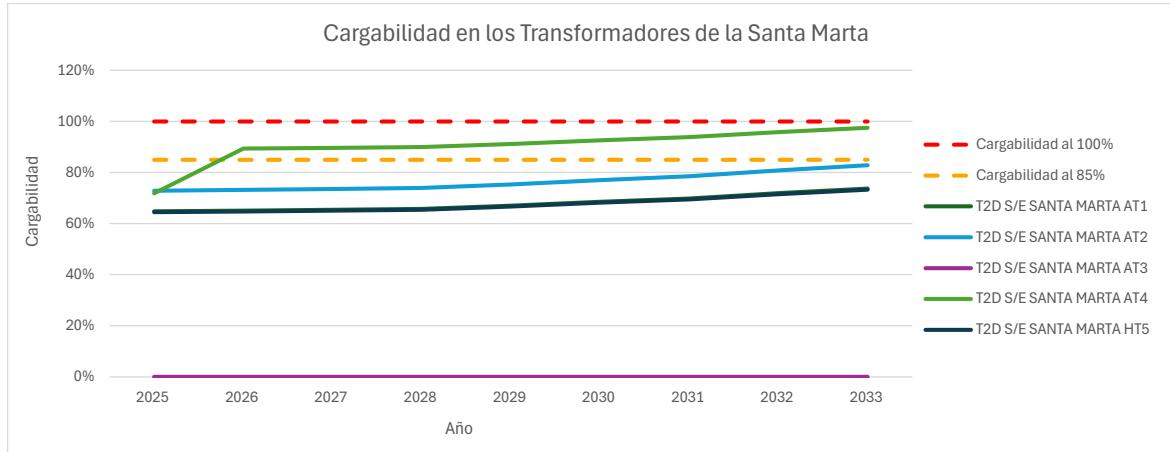


Figura 1-65. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Santa Marta

1.2.4.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 5,3 MMUSD.

Tabla 1-37. Valorización de la obra Ampliación en S/E Santa Marta.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.264.475
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.892.211
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.156.687
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	154.701
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.311.387

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4.2 Ampliación en S/E Ochagavía (RTR ATMT)

1.2.4.2.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E Ochagavía, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico del uso del sistema de transmisión 2026, en el cual al año 2033 se observa que el transformador AT/MT T2 de la S/E Ochagavía supera el 119% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.2.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Ochagavía mediante el reemplazo del actual transformador 105/12KV 40 MVA 1, por un nuevo Transformador 110/12 KV 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), adecuaciones y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

1.2.4.2.3 Ubicación Referencial

La S/E Ochagavía se encuentra situada en la comuna de Pedro Aguirre Cerda, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago provincia de Santiago. En la Figura 1-66, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-66. Vista aérea S/E Ochagavía.

1.2.4.2.4 Justificación necesidad del proyecto

La S/E Ochagavía posee actualmente dos transformadores AT/MT, de nombre:

1. OCHAGAVIA 105/12KV 40MVA 1
2. T2D S/E OCHAGAVIA AT2

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que a año 2033 se observa que el transformador AT/MT T2 de la S/E Ochagavía supera el 119% de su capacidad nominal. Lo cual, con la configuración actual, no es suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis. En la Figura 1-67 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

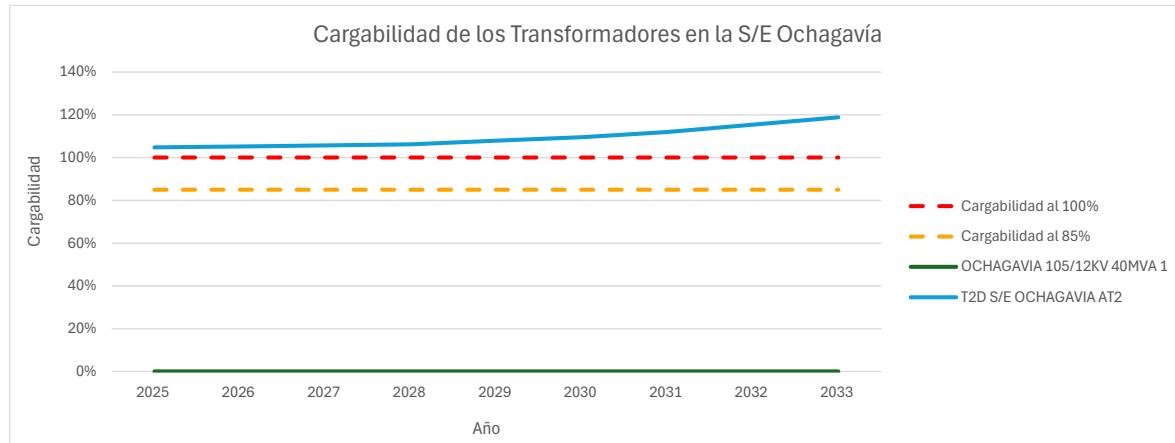


Figura 1-67. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Ochagavía.

1.2.4.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 5,3 MMUSD.

Tabla 1-38. Valorización de la obra Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT).

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.264.475
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.892.211
3	SUB TOTAL CONTRATO	5.156.687
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	154.701
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.311.387

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4.3 Ampliación Línea 2x110 kV El Salto – Tap La Dehesa

1.2.4.3.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el criterio de seguridad N-1 a través de la línea 2x110 kV El Salto – Tap La Dehesa, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico del uso del sistema de transmisión 2026, en el cual se observa que al fallar uno de los dos circuitos, la línea sana queda congestionada, alcanzando valores superiores al 100% de su capacidad nominal dentro del horizonte de análisis. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar este requerimiento.

1.2.4.3.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV El Salto – Tap La Dehesa, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 800 MVA a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea.

1.2.4.3.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad de la línea se encuentra establecida en el tramo desde el Tap La Dehesa hasta la S/E El Salto. En la Figura 1-68, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-68. Vista aérea línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto.

1.2.4.3.4 Justificación necesidad del proyecto

El tramo de transmisión 2x110 kV El Salto – Tap La Dehesa posee una longitud de conductor de 2 km aproximadamente de tipo de conductor AASC que interconecta la S/E El Salto hacia el Tap La Dehesa del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana de Santiago. En base al diagnóstico del Uso

del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se identifica que ante una falla de uno de los circuitos del tramo de 110 kV El Salto – Tap La Dehesa supera el 100% de su capacidad nominal. En la Figura 1-69 se indican las cargabilidades proyectadas de la línea.

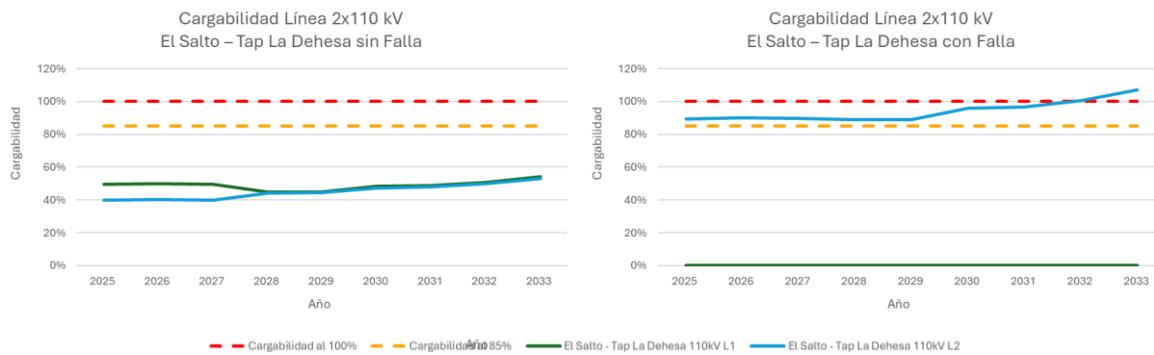


Figura 1-69. Cargabilidad proyectada línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto ante contingencia N-1.

1.2.4.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6,8 MMUSD.

Tabla 1-39. Valorización de la obra Ampliación Línea 2x110 kV Tap La Dehesa – El Salto.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.150.171
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.477.085
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.627.256
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	198.818
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.826.073

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4.4 Ampliación Línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo

1.2.4.4.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el criterio de seguridad N-1 a través de la línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico del uso del sistema de transmisión 2026, en el cual se observa que al fallar uno de los dos circuitos, la línea sana queda congestionada, alcanzando valores superiores al 100% de su capacidad nominal dentro del horizonte de análisis. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar este requerimiento.

1.2.4.4.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 800 MVA a 35° C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea.

1.2.4.4.3 Ubicación Referencial

El aumento de capacidad de la línea se encuentra establecida en el tramo desde la S/E Chena hasta la S/E Lo Espejo. En la Figura 1-70, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-70. Vista aérea línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo.

1.2.4.4.4 Justificación necesidad del proyecto

El tramo de transmisión 2x110 kV Chena – Lo Espejo posee una longitud de conductor de 1,5 km aproximadamente de tipo de conductor AAAC que interconecta la S/E Chena hacia la S/E Lo Espejo del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana de Santiago. En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se identifica que ante una falla de uno de los circuitos del tramo de 110 kV Chena – Lo Espejo supera el 100% de su capacidad nominal. En la Figura 1-71 se indican las cargabilidades proyectadas de la línea.



Figura 1-71. Cargabilidad proyectada línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo ante contingencia N-1.

1.2.4.4.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6,4 MMUSD.

Tabla 1-40. Valorización de la obra Ampliación Línea 2x110 kV Chena – Lo Espejo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.819.724
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.426.196
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.245.920
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	187.378
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.433.298

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.4.5 Nueva S/E Adolfo Ibáñez

1.2.4.5.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la S/E La Reina, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026, en el cual al año 2033 los transformadores AT/MT T2, T3 y T4 de la S/E La Reina supera el 91% 92% y 93% de su capacidad nominal respectivamente. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.5.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Adolfo Ibáñez, mediante el seccionamiento de la línea 2x110 kV Tap Reina - Baja Cordillera, con sus respectivos paños de línea y patios en 110 kV y 12,5 kV del tipo GIS. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos transformadores 110/23 kV, cada uno de 50 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

El proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Adolfo Ibáñez, manteniendo, al menos las características técnicas de la línea que se secciona. La configuración del patio de 110 kV de la subestación Adolfo Ibáñez corresponderá a interruptor y medio, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis diagonales, de manera de permitir la conexión de los transformadores 110/12,5 kV, el seccionamiento de la línea “2x110 kV Tap Reina - Baja Cordillera” y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Por su parte, la configuración del patio de 12,5 kV en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, dos paños de conexión para los transformadores de poder 110/12,5 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de futuras ampliaciones.

1.2.4.5.3 Ubicación Referencial

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 0,5 km hacia el sur del Tap La Reina, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Tap Reina - Baja Cordillera, dentro de un radio de 1 km respecto de ese punto. En la Figura 1-72, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-72. Vista aérea Nueva S/E Adolfo Ibáñez.

1.2.4.5.4 Justificación necesidad del proyecto

La S/E La Reina posee actualmente cuatro transformadores AT/MT y un quinto que se conectará en 2026, de nombre:

1. LA REINA 110/12.5KV 20MVA 1
2. T2D S/E LA REINA AT2
3. T2D S/E LA REINA AT3
4. T2D S/E LA REINA AT4
5. T2D S/E LA REINA HT1

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal 2026, se identifica que a año 2033 los transformadores AT/MT T2, T3 y T4 de la S/E La Reina supera el 91% 92% y 93% de su capacidad nominal respectivamente. Lo cual, con la configuración actual, no es suficiente para abastecer la demanda máxima al final del horizonte de análisis. En la Figura 1-73 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

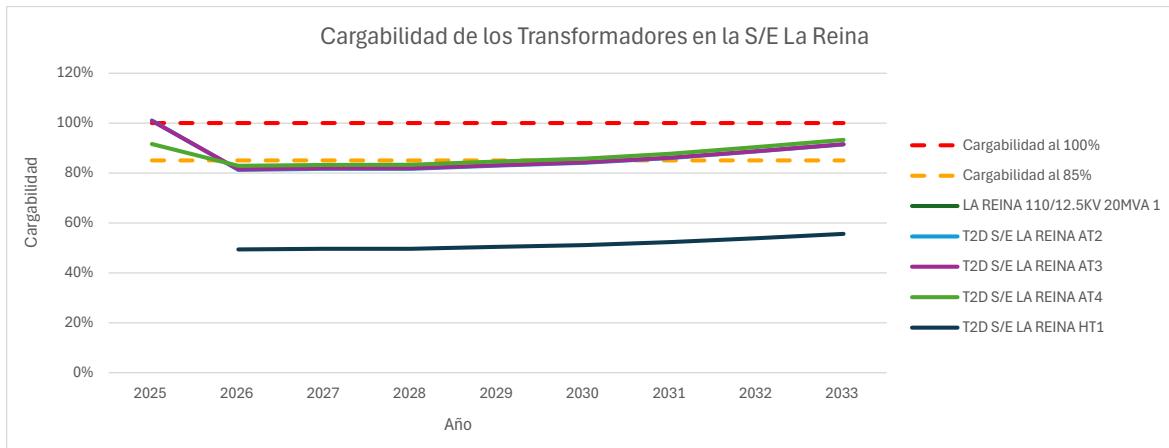


Figura 1-73. Cargabilidad proyectada transformadores S/E La Reina.

1.2.4.5.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 18,5 MMUSD.

Tabla 1-41. Valorización de la obra Nueva S/E Adolfo Ibáñez.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	14.077.331
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.913.218
3	SUB TOTAL CONTRATO	17.990.550
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	539.716
5	COSTO TOTAL PROYECTO	18.530.266

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.4.6 Nueva S/E Isabel Riquelme 220/110 kV 400 MVA + Normalización Tap Pajaritos y Tap Lo Valledor

1.2.4.6.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026, en el cual al año 2033 para los 6 escenarios evaluados, los transformadores AT/AT del anillo presentan cargabilidades que superaran el 85% y 100% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.6.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación 220/110 kV 400 MVA, mediante el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Chena - Cerro Navia (Neptuno), 2x110 kV Chena - Cerro Navia, junto a la conexión de las líneas 2x110 kV Tap Pajaritos – Pajaritos y 2x110 kV Tap Lo Valledor - Lo Valledor en la nueva subestación Isabel Riquelme.

El proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Isabel Riquelme, manteniendo, al menos las características técnicas de la línea que se secciona. La configuración del patio de 220 kV de la subestación Isabel Riquelme corresponderá a interruptor y medio, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión del transformador 220/110 kV, el seccionamiento de la línea “2x220 kV Chena - Cerro Navia (Neptuno)” y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Por su parte, la configuración del patio de 110 kV de la subestación Isabel Riquelme corresponderá a interruptor y medio, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis diagonales, de manera de permitir la conexión del transformador 220/110 kV, junto a la normalización de las líneas 2x110 kV Tap Pajaritos – Pajaritos y 2x110 kV Tap Lo Valledor - Lo Valledor y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En la Figura 1-74 se presenta el diagrama unilineal simplificado de la obra.

Finalmente, se debe considerar que esta obra se encuentra condicionada a la materialización de la obra “Nueva S/E Lo Curro y Línea 2x220 kV Lo Curro – Isabel Riquelme” presentada en este documento.

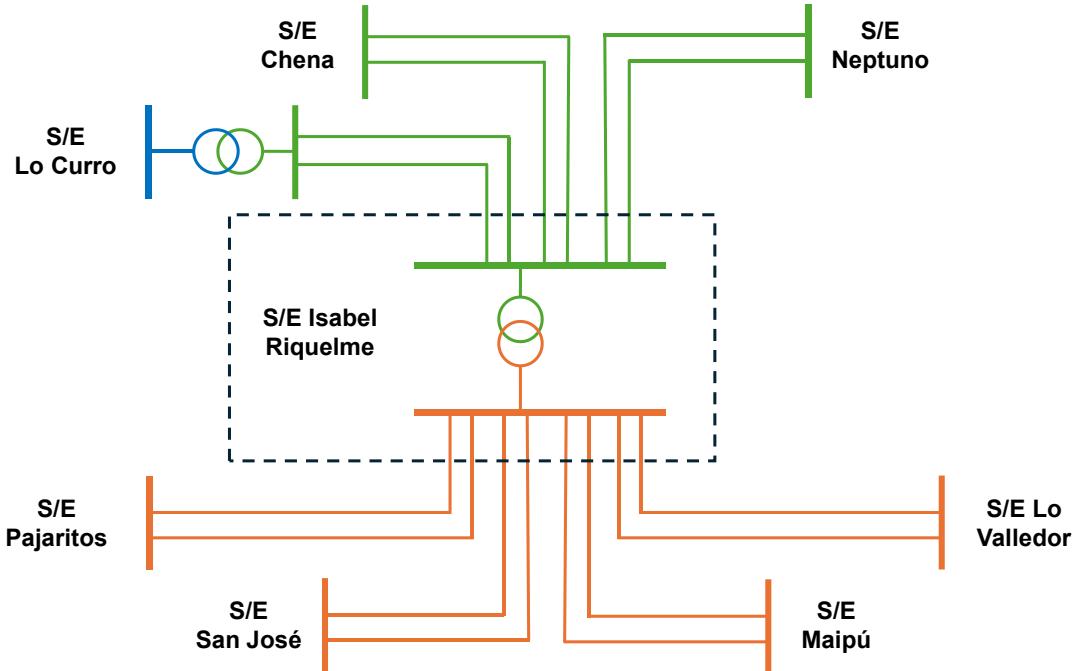


Figura 1-74. Diagrama Unilineal de la Nueva S/E Isabel Riquelme.

1.2.4.6.3 Ubicación Referencial

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente en un radio de 0,25 km alrededor del Tap Pajarito y Tap Lo Valledor. En la Figura 1-75, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se construiría esta instalación.



Figura 1-75. Vista aérea Nueva S/E Isabel Riquelme.

1.2.4.6.4 Justificación necesidad del proyecto

El sistema zonal de la Región Metropolitana se abastece a través de 8 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son: S/E Alto Jahuel, S/E Chena, S/E Cerro Navia, S/E El Salto, S/E Los Almendros, S/E Buin, S/E Baja Cordillera y la S/E Lo Campino (Año 2030 aproximadamente). Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona a través de 12 transformadores AT/AT.

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal del año 2026, se identifica que al año 2033 los transformadores AT/AT de la región Metropolitana perderían su condición de suficiencia en los escenarios evaluados. En la Figura 1-76, Figura 1-77, Figura 1-78, Figura 1-79, Figura 1-80 y Figura 1-81 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores. Para un mayor entendimiento de las figuras aquellos que presentan el símbolo (*) son los que superan el 85% de su capacidad nominal.

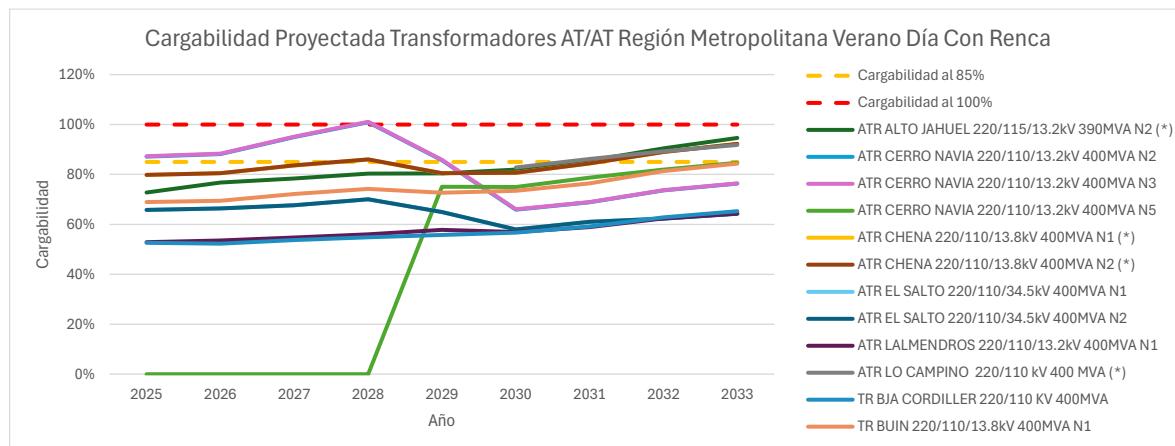


Figura 1-76. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.

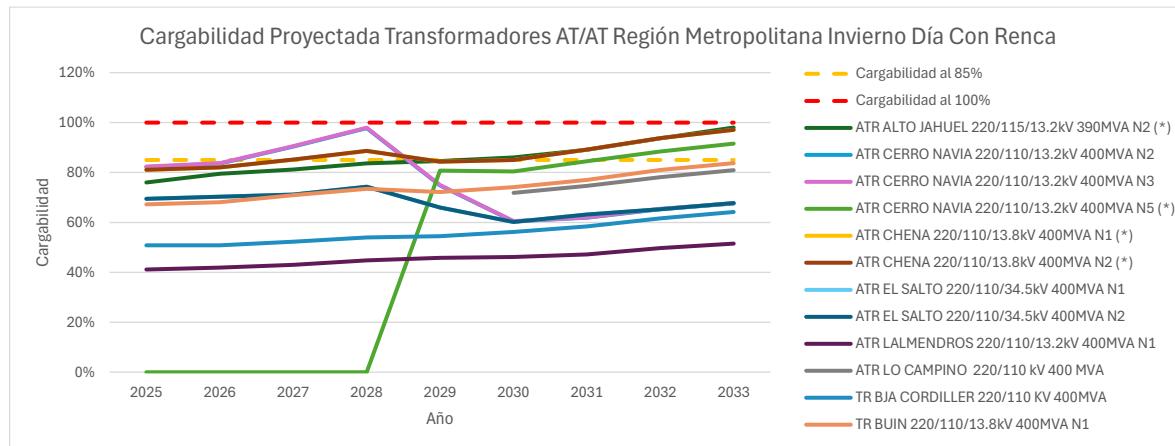


Figura 1-77. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.

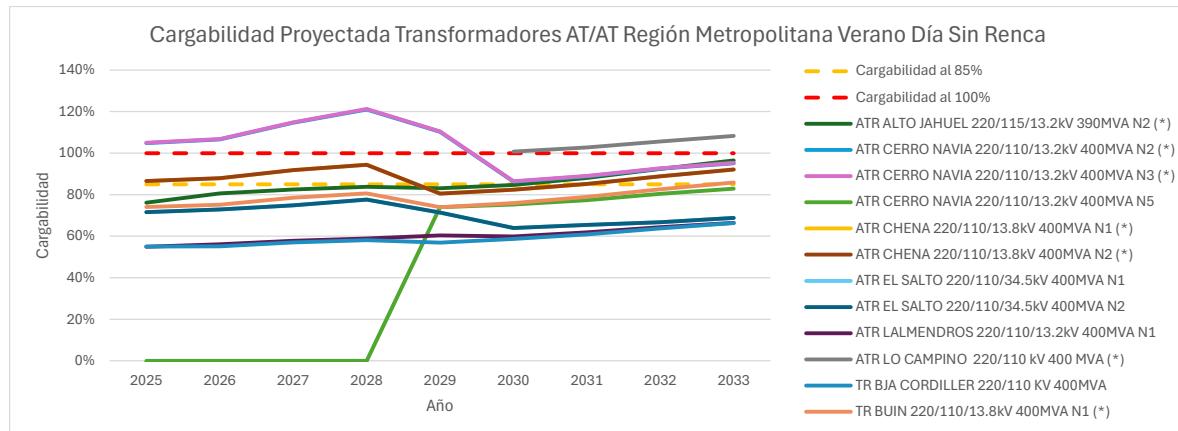


Figura 1-78. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.

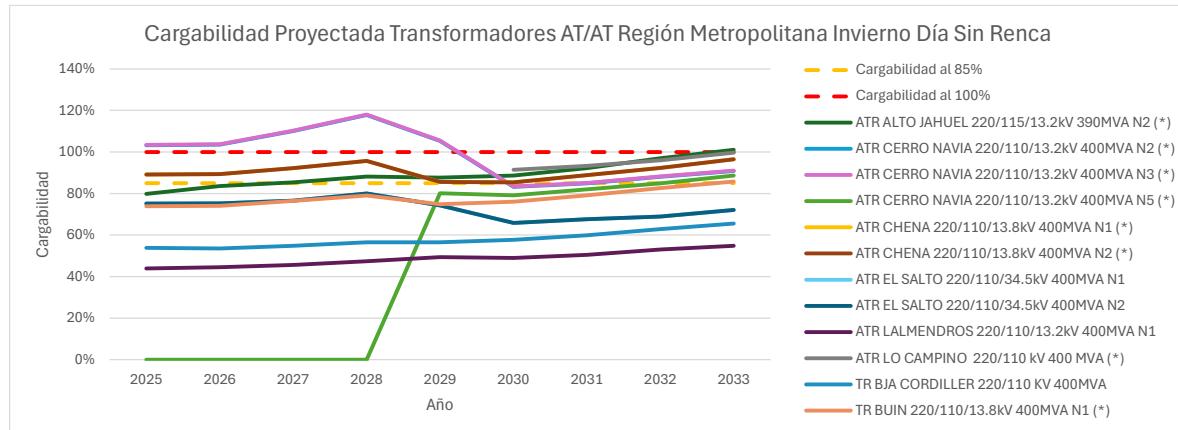


Figura 1-79. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.

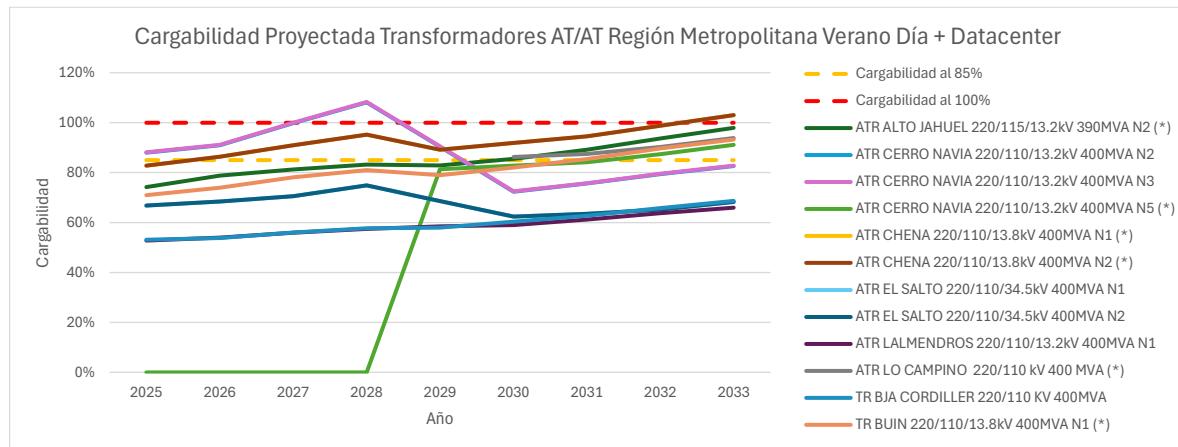


Figura 1-80. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.

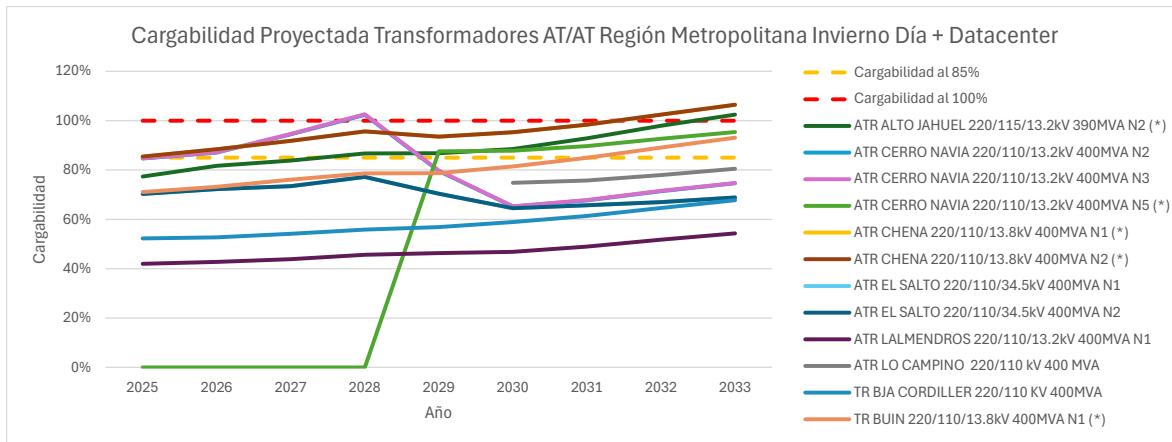


Figura 1-81. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.

1.2.4.6.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 54,7 MMUSD.

Tabla 1-42. Valorización de la obra Nueva S/E Isabel Riquelme.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	44.495.845
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	8.597.669
3	SUB TOTAL CONTRATO	53.093.515
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	1.592.805
5	COSTO TOTAL PROYECTO	54.686.320

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4.7 Ampliación en S/E Punta Verde Nuevo Patio 220 kV (IM) + NTR ATAT 220/110 kV 400 MVA

1.2.4.7.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026, en el cual al año 2033 para los 6 escenarios evaluados, los transformadores AT/AT del anillo presentan cargabilidades que superaran el 85% y 100% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.7.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 220 kV en la S/E Punta Verde, en configuración interruptor y medio, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para tres diagonales, de manera de permitir la conexión de un nuevo transformador 220/110 kV, la conexión de la línea 2x220 kV Punta Verde – El Salto y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

El proyecto contempla la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de, al menos, 400 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) con unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

En la Figura 1-82 se presenta el diagrama unilineal simplificado de la obra.

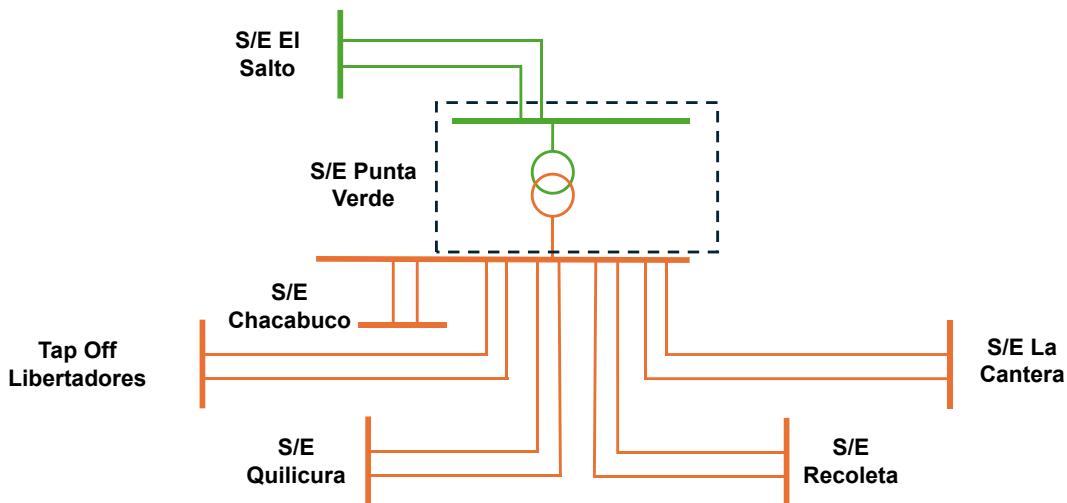


Figura 1-82. Diagrama Unilineal S/E Punta Verde.

Se debe tener cuenta que esta obra se encuentra condicionada a la materialización de la obra “Nueva Línea Punta Verde – El Salto 2x220 kV” presente en este documento.

1.2.4.7.3 Ubicación Referencial

La subestación se emplazará aproximadamente a 1 km al noroeste del actual Tap Off Chacabuco en las coordenadas UTM 343298,78 m E y 6310001,52 mS. En la Figura 1-83, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se construiría esta instalación.



Figura 1-83. Vista aérea S/E Punta Verde.

1.2.4.7.4 Justificación necesidad del proyecto

El sistema zonal de la Región Metropolitana se abastece a través de 8 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son: S/E Alto Jahuel, S/E Chena, S/E Cerro Navia, S/E El Salto, S/E Los Almendros, S/E Buin, S/E Baja Cordillera y la S/E Lo Campino (Año 2030 aproximadamente). Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona a través de 12 transformadores AT/AT.

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal del año 2026, se identifica que al año 2033 los transformadores AT/AT de la región Metropolitana perderían su condición de suficiencia en los escenarios evaluados. En la Figura 1-84, Figura 1-85, Figura 1-86, Figura 1-87, Figura 1-88 y Figura 1-89 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores. Para un mayor entendimiento de las figuras aquellos que presentan el símbolo (*) son los que superan el 85% de su capacidad nominal.

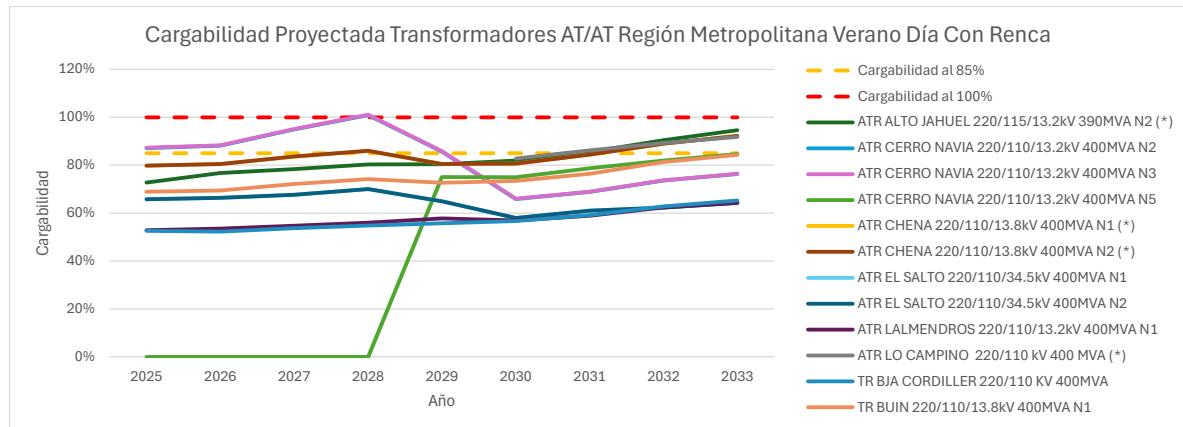


Figura 1-84. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.

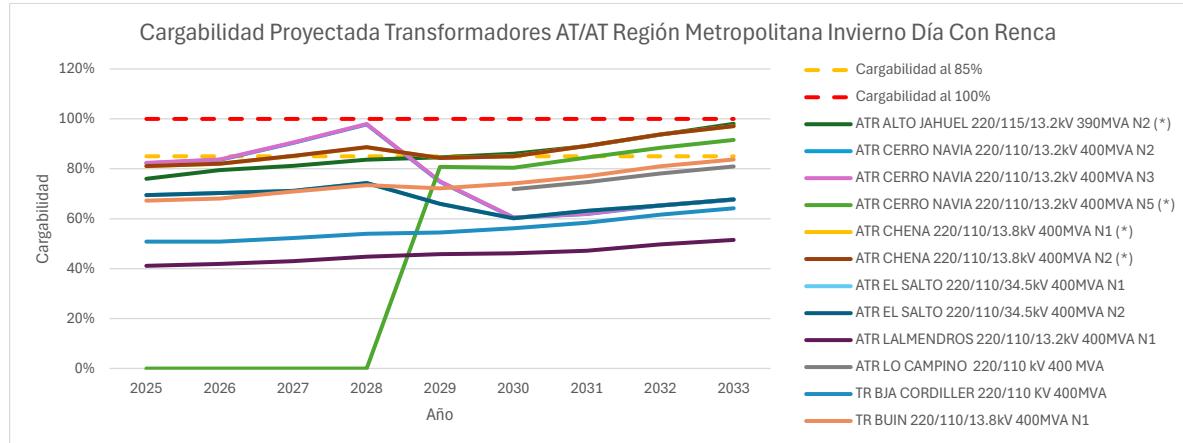


Figura 1-85. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.

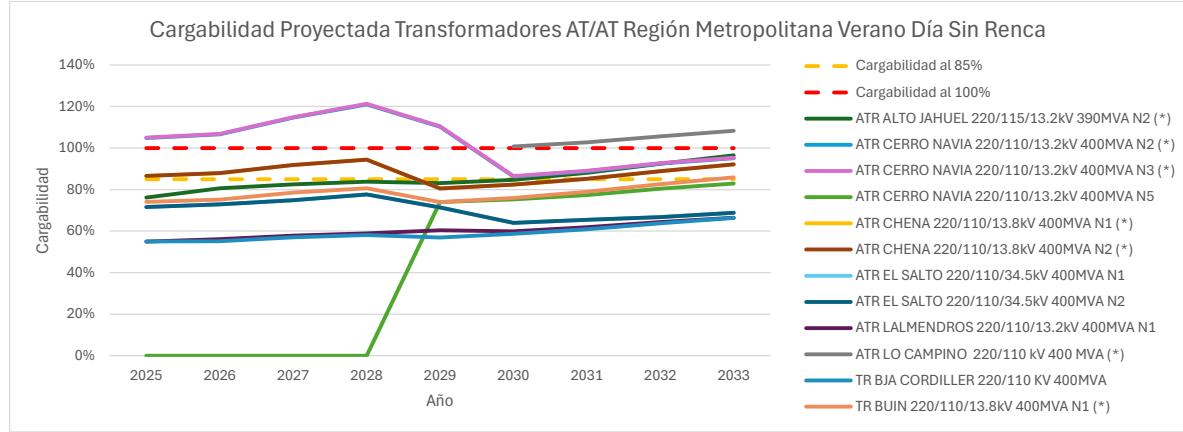


Figura 1-86. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.

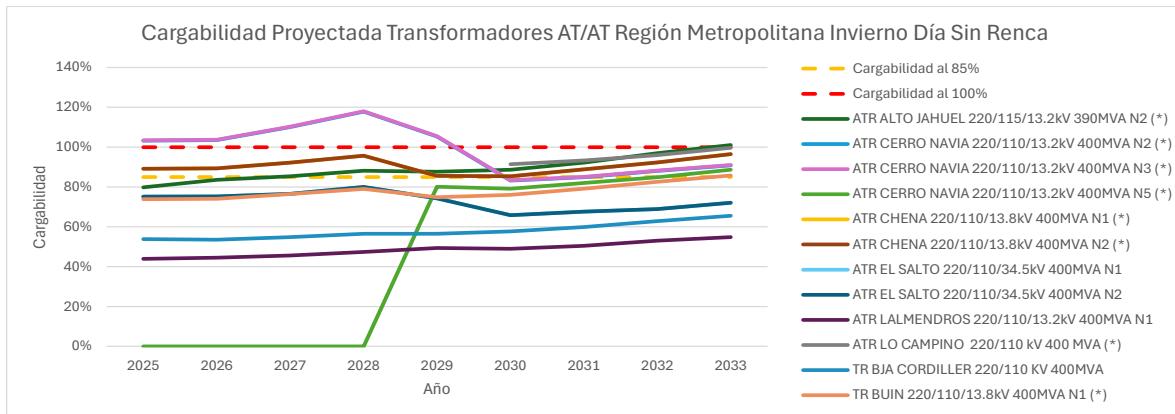


Figura 1-87. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.

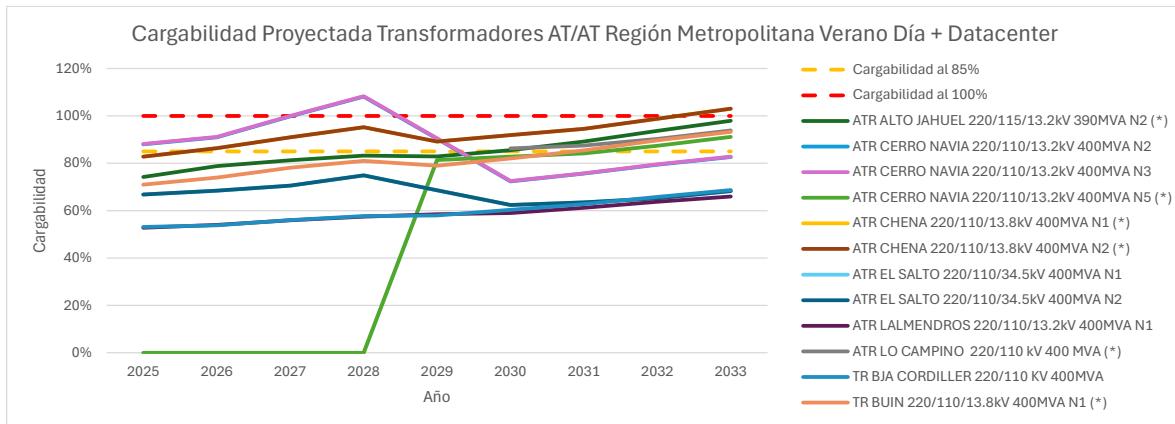


Figura 1-88. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.

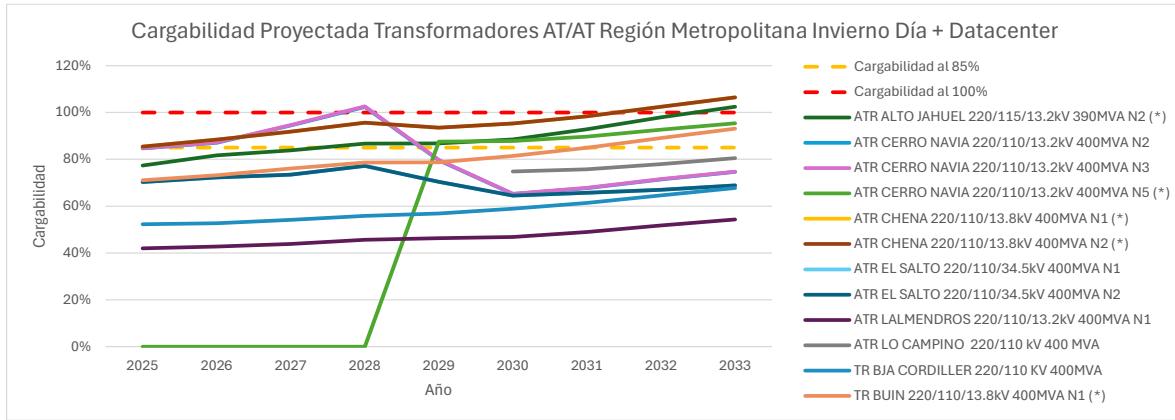


Figura 1-89. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.



1.2.4.7.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 21,8 MMUSD.

Tabla 1-43. Valorización de la obra Ampliación en S/E Punta Verde.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	16.811.457
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	4.334.274
3	SUB TOTAL CONTRATO	21.145.730
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	634.372
5	COSTO TOTAL PROYECTO	21.780.102

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.4.8 Nueva Línea Punta Verde – El Salto 2x220 kV

1.2.4.8.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través del anillo de 110 kV de la Región Metropolitana, dado los resultados obtenidos en el informe de diagnóstico 2026, en el cual al año 2033 para los 6 escenarios evaluados, los transformadores AT/AT del anillo presentan cargabilidades que superaran el 85% y 100% de su capacidad nominal. En vista de esta situación, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación.

1.2.4.8.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 400 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la subestación Punta Verde y la subestación El Salto, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. En la Figura 1-90 se presenta el diagrama unilineal simplificado de la obra.

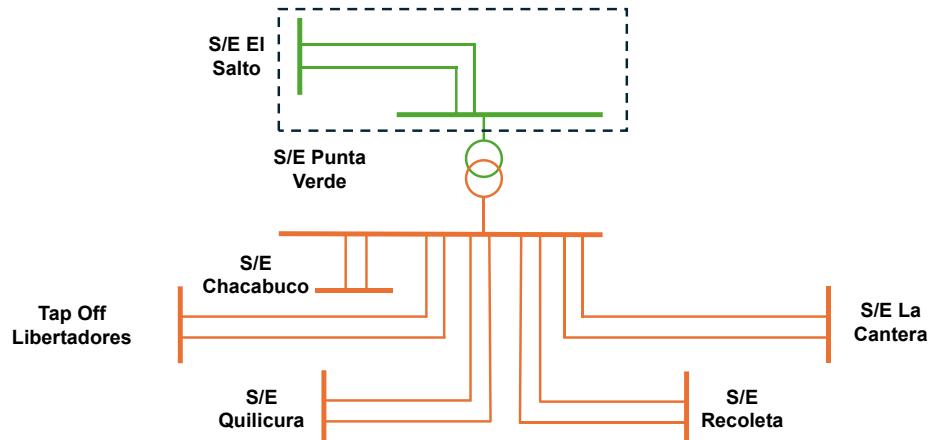


Figura 1-90. Diagrama Unilineal de la Línea 2x220 kV El Salto - Punta Verde.

Se debe tener en cuenta que esta obra se encuentra condicionada a la materialización de la obra “Ampliación en S/E Punta Verde Nuevo Patio 220 kV (IM) + NTR ATAT 220/110 kV 400 MVA” presente en este documento.

1.2.4.8.3 Ubicación Referencial

La línea conectaría la S/E Punta Verde que se emplazará aproximadamente a 1 km al noroeste del actual Tap Off Chacabuco en las coordenadas UTM 343298,78 m E y 6310001,52 mS, con la S/E El Salto. En la Figura 1-91, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se construiría esta instalación.

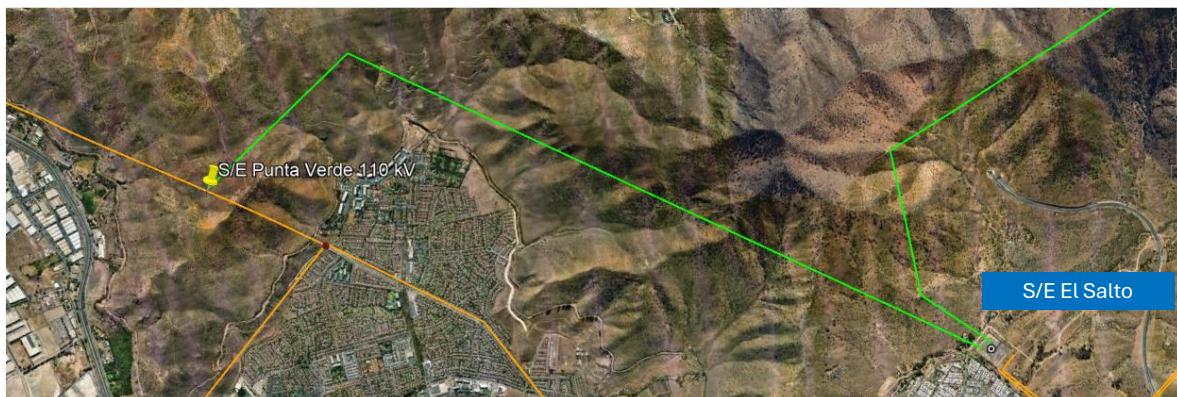


Figura 1-91. Vista aérea Línea 2x220 kV El Salto - Punta Verde.

1.2.4.8.4 Justificación necesidad del proyecto

El sistema zonal de la Región Metropolitana se abastece a través de 8 subestaciones de enlace en nivel de tensión 220/110 kV, las cuales son: S/E Alto Jahuel, S/E Chena, S/E Cerro Navia, S/E El Salto,

S/E Los Almendros, S/E Buin, S/E Baja Cordillera y la S/E Lo Campino (Año 2030 aproximadamente). Estos puntos abastecen de energía al anillo 110 kV de la zona a través de 12 transformadores AT/AT.

En base al diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal del año 2026, se identifica que al año 2033 los transformadores AT/AT de la región Metropolitana perderían su condición de suficiencia en los escenarios evaluados. En la Figura 1-92, Figura 1-93, Figura 1-94, Figura 1-95, Figura 1-96 y Figura 1-97 se indican las cargabilidades proyectadas de los transformadores. Para un mayor entendimiento de las figuras aquellos que presentan el símbolo (*) son los que superan el 85% de su capacidad nominal.

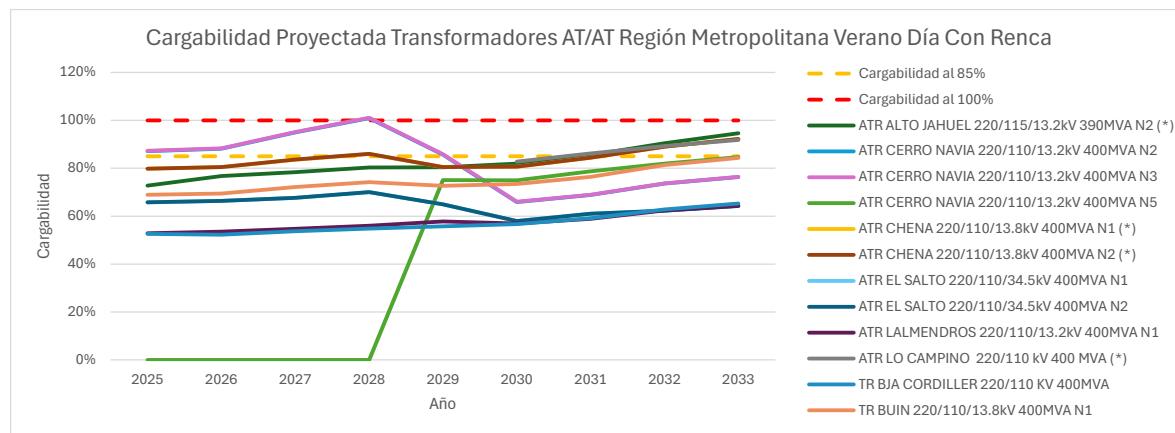


Figura 1-92. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día con Central Renca.

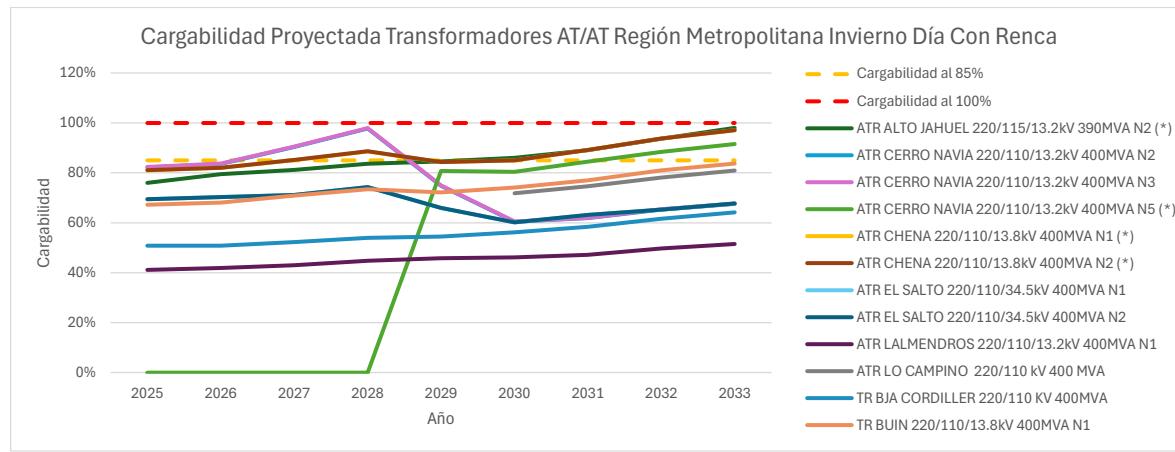


Figura 1-93. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día con Central Renca.

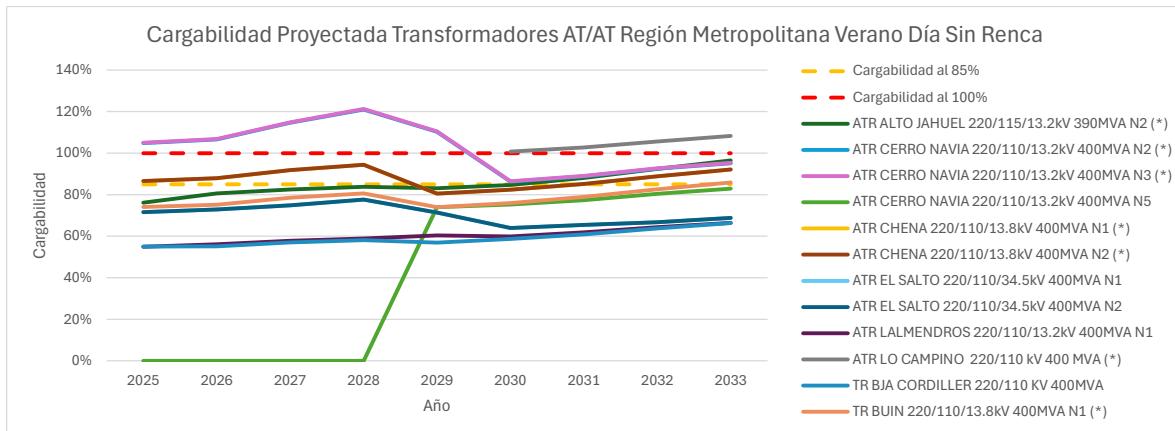


Figura 1-94. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día sin Central Renca.

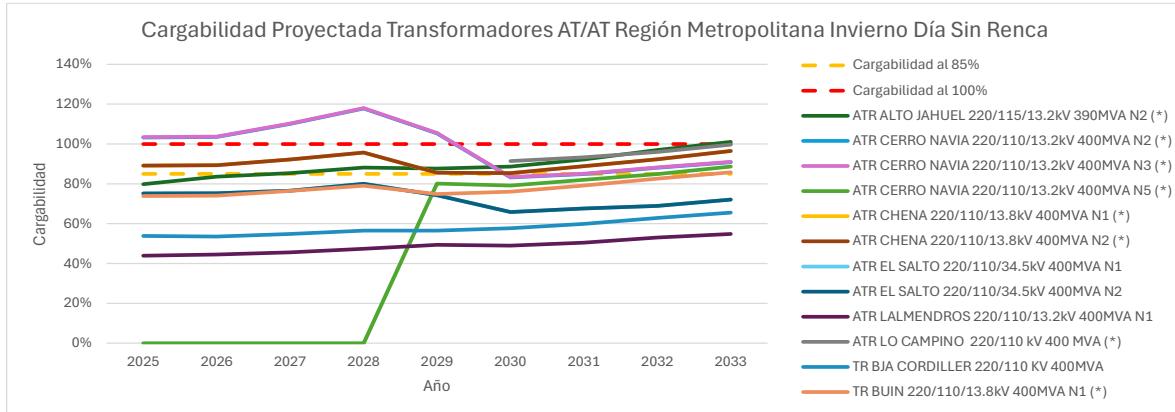


Figura 1-95. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día sin Central Renca.

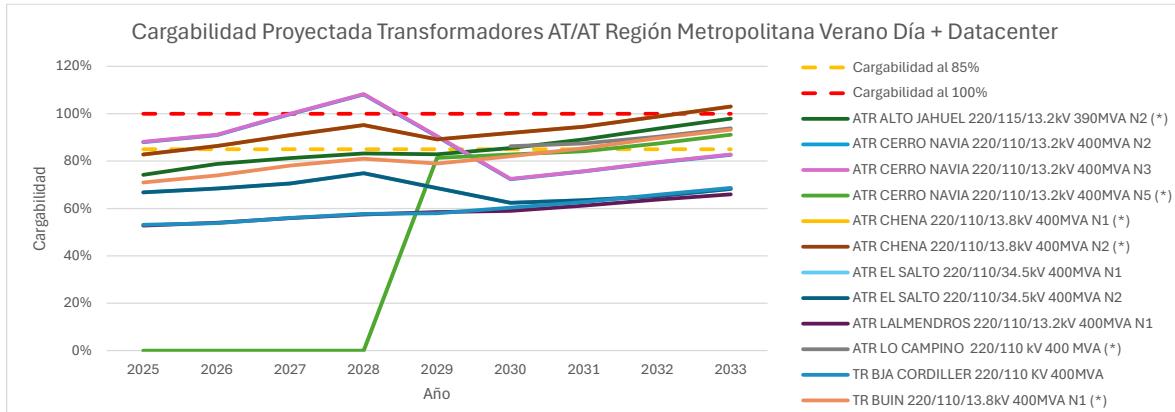


Figura 1-96. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Verano Día Sensibilidad Datacenter.

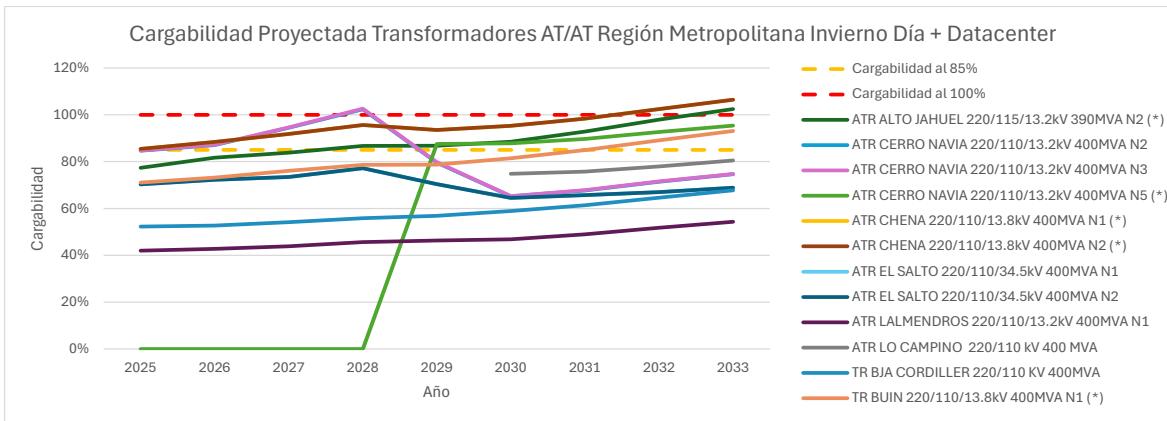


Figura 1-97. Cargabilidad proyectada transformadores AT/AT Región Metropolitana Invierno Día Sensibilidad Datacenter.

1.2.4.8.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 13,8 MMUSD.

Tabla 1-44. Valorización de la obra Nueva Línea Punta Verde – El Salto 2x220 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	8.136.385
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	5.307.527
3	SUB TOTAL CONTRATO	13.443.913
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	403.317
5	COSTO TOTAL PROYECTO	13.847.230

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

1.2.5.1 Ampliación en S/E Tap Nihue (NTR ATMT)

1.2.5.1.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través del transformador N°3 de la S/E Reguladora Rapel, dado los análisis obtenidos en el informe de diagnóstico 2025. A lo anterior se suma la información que proporciona el Coordinador a la SEC mediante la carta DE07211-25, en el cual informa que bajo ciertas condiciones de demanda y, fundamentalmente, en horarios con baja radiación solar podría ser necesario llevar a cabo una reducción parcial, en horas específicas, de algunos consumos abastecidos por la instalación indicada anteriormente. Por lo anterior, se presenta una propuesta de proyecto para abordar la condición de suficiencia en esta instalación. Finalmente hay que indicar que este proyecto también es presentado por la empresa CGE en el proceso de Expansión de la Transmisión 2025 que lleva a cabo la CNE, lo cual ratifica la necesidad de infraestructura de transmisión para esta zona.

1.2.5.1.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la instalación y habilitación de un transformador 66/13,2 kV de 25 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), más los correspondientes paños de conexión en la S/E Tap Nihue. En el lado AT se deben incorporar las normalizaciones necesarias que permitan la conexión del nuevo transformador. En el lado MT se deben habilitar una barra 13,2 kV en configuración barra simple seccionada para cuatro salidas de alimentador, una de estas salidas debe ser utilizada para incluir un banco de condensador de 5 MVar conectado en nivel de tensión 13,2 kV.

1.2.5.1.3 Ubicación Referencial

La S/E Tap Nihue se encuentra situada en la comuna de San Pedro, la cual pertenece a la Región Metropolitana provincia de Melipilla. En la Figura 1-98, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-98. Vista aérea ubicación S/E Tap Nihue.

1.2.5.1.4 Justificación necesidad del proyecto

En base a los análisis realizados, se identifica que al año 2025 el transformador N°3 de la S/E Reguladora Rapel supera su capacidad nominal a partir del año 2025 tanto en horario diurno como nocturno, lo cual compromete la condición de suficiencia de la instalación. En la Figura 1-99 se indica la cargabilidad proyectada para el transformador de la subestación.

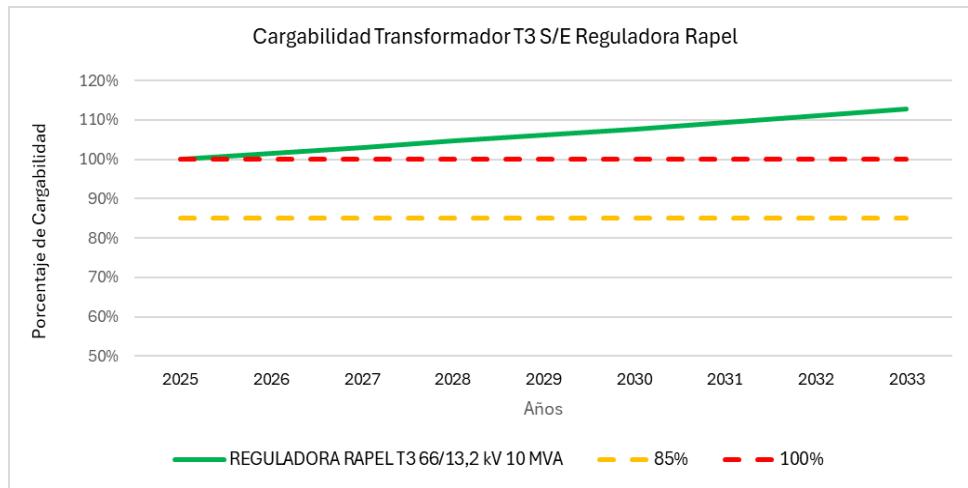


Figura 1-99. Cargabilidad proyectada transformador T3 S/E Reguladora Rapel.

1.2.5.1.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 3,9 MMUSD.

Tabla 1-45. Valorización de la obra Ampliación en S/E Tap Nihue (NTR ATMT).

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.502.825
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	770.100
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.272.925
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	577.575
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.850.500

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.5.2 Aumento de Capacidad Ltx 2x66 kV Rancagua – Alameda

1.2.5.2.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la línea 2x66 kV Rancagua - Alameda, dado los análisis obtenidos en el informe de diagnóstico 2025, el cual informa que a partir del año 2025 la instalación presenta una cargabilidad que supera su capacidad nominal, en un escenario de máxima cargabilidad con demanda coincidente. Ante esta situación, se presenta una propuesta de proyecto destinada a abordar la condición de suficiencia de esta instalación.

1.2.5.2.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en incrementar la capacidad de transmisión de la línea 2x66 kV Rancagua - Alameda, actualmente el circuito N°1 tiene una capacidad de 22 MVA y el circuito N°2 tiene una capacidad de 45,3 MVA, **ambas capacidades a una temperatura ambiente de 35°C. La propuesta busca alcanzar una capacidad de transmisión de 90 MVA a 35°C con sol, para ambos circuitos, incluyendo además el reemplazo y los ajustes necesarios en todo el equipamiento primario asociado que se vea afectado por esta obra.**

1.2.5.2.3 Ubicación Referencial

La línea 2x66 Rancagua-Alameda se encuentra situada en la comuna de Rancagua, la cual pertenece a la Región de O'Higgins provincia de Cachapoal. En la Figura 1-100, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-100. Vista aérea ubicación Ltx 2x66 kV Rancagua – Alameda.

1.2.5.2.4 Justificación necesidad del proyecto

En base a los análisis realizados y considerando la condición topológica de la barra 66 kV de S/E Alameda, se puede determinar que el circuito N°1 supera su capacidad nominal a partir del año 2025, lo cual compromete la condición de suficiencia de la instalación. En la Figura 1-101 se indica la cargabilidad proyectada para la línea de transmisión.

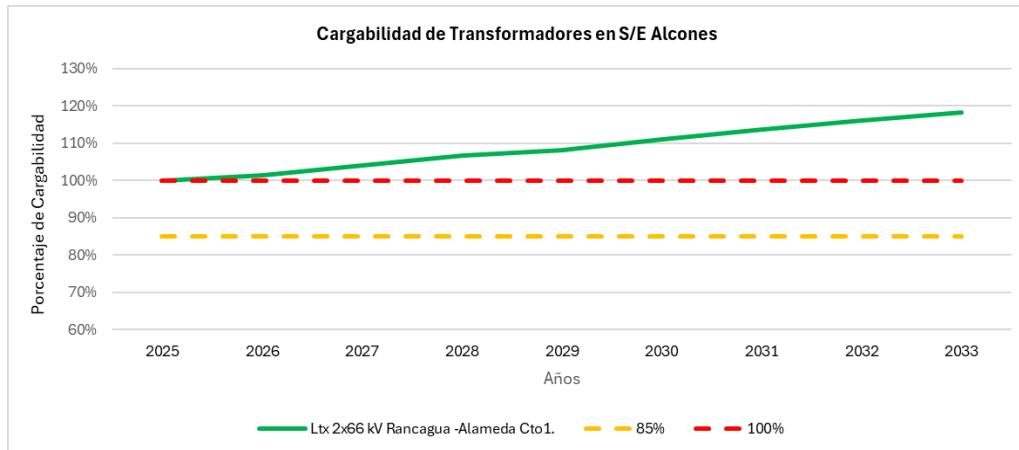


Figura 1-101. Cargabilidad proyectada transformador T3 S/E Reguladora Rapel.

1.2.5.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96º de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 2,2 MMUSD.



Tabla 1-46. Valorización de la obra Aumento de Capacidad Ltx 2x66 kV Rancagua - Alameda.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	1.478.598
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	425.657
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.904.255
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	336.045
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.240.300

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.5.3 Sistema de Almacenamiento en SSEE El Monte y El Paico

1.2.5.3.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico, dado los análisis obtenidos en el informe de diagnóstico 2025, el cual informa que a partir del año 2025 la instalación presenta una cargabilidad que supera su capacidad nominal, en un escenario de máxima cargabilidad con demanda coincidente. Ante esta situación, se presenta una propuesta de proyecto destinada a abordar la condición de suficiencia de esta instalación.

1.2.5.3.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste preliminarmente en la implementación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías orientado a respaldar la operación de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico en escenarios de alta demanda con baja generación de energía local, los cuales puedan ocasionar restricciones por capacidad. El requerimiento técnico considera preliminarmente una capacidad mínima de 3.5 MW, para un periodo de autonomía a plena carga de 4 horas de suministro continuo. El sistema contempla una capacidad total de almacenamiento de 14 MWh, asegurando flexibilidad operativa y adecuada respuesta ante condiciones **críticas de carga**.

1.2.5.3.3 Ubicación Referencial

La línea 1x66 El Maitén – El Paico se encuentra situada en las comunas de Melipilla y El Monte, la cual pertenece a la Región Metropolitana provincia de Melipilla. En la Figura 1-102, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-102. Vista aérea ubicación Ltx 1x66 kV El Maitén – El Paico.

1.2.5.3.4 Justificación necesidad del proyecto

En base a los datos de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico año 2025 se establece la demanda en el bloque de las 20 a 23 horas es de 21 MW (escenario de alta demanda - baja generación local), este valor de demanda supera los 15 MVA de capacidad de la línea a 35°C temperatura ambiente. Lo anterior, compromete la condición de suficiencia de la instalación hasta la puesta en servicio de las obras “Nueva S/E El Pimiento”, “Nueva S/E Monte Blanco” y “Nueva S/E EL Pimiento” con una puesta en servicio estimada para fines del año 2031. En la Figura 1-103 se indica la cargabilidad de la línea para el año 2025.

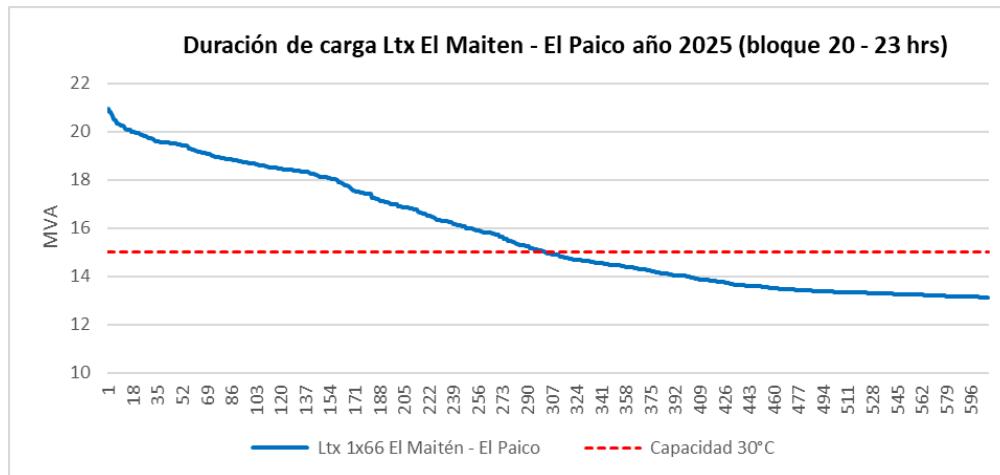


Figura 1-103. Curva Duración de carga Ltx El Maitén – El Paico año 2025 bloque 20 a 23 horas.



1.2.5.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 14,9 MMUSD (se considera 6 MMUSD para cada sistema de almacenamiento tanto en S/E El Monte como S/E El Paico).

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.5.4 Sistema de Almacenamiento en SSEE Panguilemo y San Rafael

1.2.5.4.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la línea 2x66 kV Itahue – Los Maquis, dado los análisis obtenidos en el informe de diagnóstico 2025, el cual informa que a partir del año 2025 la instalación presenta una cargabilidad que supera la capacidad nominal de cada circuito, en un escenario de máxima cargabilidad con demanda coincidente. Ante esta situación, se presenta una propuesta de proyecto destinada a abordar la condición de suficiencia de esta instalación.

1.2.5.4.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste preliminarmente en la implementación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías orientado a respaldar la operación de los circuitos N°1 y N°2 de la línea 2x66 kV Itahue – Los Maquis en escenarios de alta demanda con baja generación de energía local, los cuales puedan ocasionar restricciones por capacidad. El requerimiento técnico considera preliminarmente una capacidad mínima de 5 MW, para un periodo de autonomía a plena carga de 3 horas de suministro continuo. El sistema contempla una capacidad total de almacenamiento de 15 MWh para cada sistema de almacenamiento, asegurando flexibilidad operativa y adecuada respuesta ante condiciones críticas de carga.

1.2.5.4.3 Ubicación Referencial

La línea 2x66 Itahue – Tap Los Maquis se encuentra situada en las comunas de Itahue, San Rafael y Talca, las cuales pertenecen a la Región del Maule provincias de Curicó y Talca respectivamente. En la Figura 1-104, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentra ubicada esta instalación.

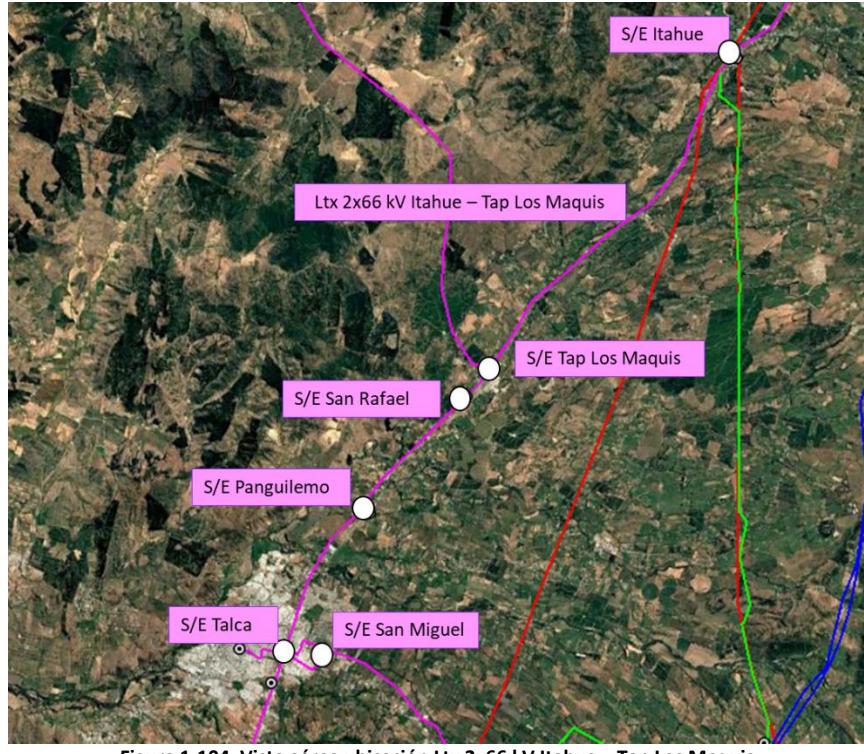


Figura 1-104. Vista aérea ubicación Ltx 2x66 kV Itahue – Tap Los Maquis.

1.2.5.4.4 Justificación necesidad del proyecto

En base a los datos de la línea 2x66 kV Itahue – Tap Los Maquis año 2025 se establece que la demanda en el bloque de las 20 a 23 horas es de un promedio 45 MW (escenario de alta demanda - baja generación local), este valor de demanda supera los 36 MVA de capacidad de la línea a 35°C temperatura ambiente. Lo anterior, compromete la condición de suficiencia de la instalación hasta la puesta en servicio de las obras contenidas en el ITD 2024 de la CNE, “Nueva S/E Pelarco” y “Nueva S/E Trueno” con una puesta en servicio estimada para el año 2033. En las Figura 1-105 y Figura 1-106 se indica la cargabilidad de la línea para el año 2025.

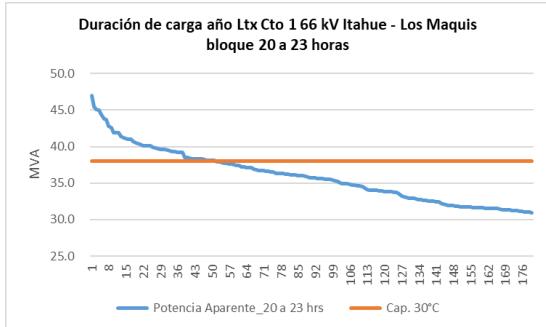


Figura 1-105. Curva Duración de carga Cto. N°1 Itahue – Los Maquis año 2025 bloque 20 a 23 horas.

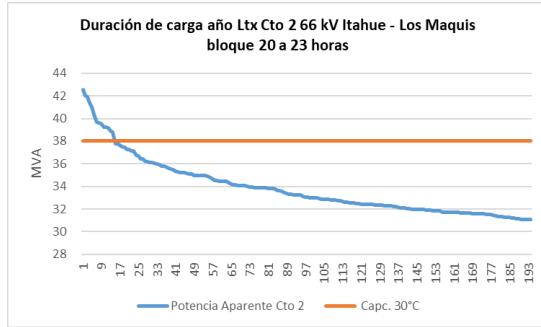


Figura 1-106. Curva Duración de carga Cto. N°2 Itahue – Los Maquis año 2025 bloque 20 a 23 horas.

1.2.5.4.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96º de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 17,9 MMUSD (se considera 7,5 MMUSD para cada sistema de almacenamiento tanto en S/E El Panguilemo como S/E San Rafael).

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.5.5 Nueva Línea 2x220 kV Entre Ríos – Río Viejo

1.2.5.5.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la línea 1x54 kV Charrúa – Pueblo Seco y línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro. Para realizar los análisis se considera el set de obras contenidos en el Informe técnico definitivo de la CNE proceso 2024 para la región de Ñuble: “Nueva S/E Río Viejo”, “Nueva S/E Guangualí” y “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa”. Adicionalmente, las solicitudes de conexión de proyectos de generación para la S/E Entre Ríos podrían bloquear un punto de suministro para los clientes regulados de la región del Ñuble.

De los análisis realizados en el contexto del Informe diagnóstico 2025, podemos indicar que la línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro supera el 85% de su capacidad el año 2031 y el año 2029 respectivamente, considerando temperaturas ambientes de 30°C y 35°C. La línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco ve comprometida su capacidad (demanda supera capacidad nominal) a partir del año 2032 y año 2029, considerando temperaturas ambientes de 30°C y 35°C, la situación anterior se sostiene hasta la puesta en servicio del proyecto “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo –



Pueblo Seco – Charrúa”, el cual se estima tendría una puesta en servicio para el año 2033. Finalmente hay que indicar que la condición N-1, a pesar de que regulatoriamente no esta definida para sistema zonales, no se sostiene para las líneas nivel de tensión 154 kV entre las subestaciones Charrúa, Pueblo Seco y Montenegro a partir del año 2029, considerando una temperatura ambiente mínima de 25°C. Lo anterior, es muy relevante, dado que la región del Ñuble se abastece radialmente desde estas instalaciones. Finalmente hay que indicar que la región en cuestión cuenta como único punto de alimentación para las líneas mencionadas con anterioridad, al transformador T3D S/E Charrúa JT1+UR de 390 MVA de capacidad, y cuyo mantenimiento cuenta con ventanas reducidas de tiempo, las cuales con el tiempo serán más estrictas debido al crecimiento natural de la demanda.

Ante esta situación, se presenta una propuesta de proyecto destinada a abordar la condición de suficiencia y abastecimiento para esta región. El Coordinador entiende que se definió un set de obras para la zona, sin embargo, esta obra busca complementar y otorgar un abastecimiento de largo plazo para la región de Ñuble.

1.2.5.5.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 20 km en nivel de tensión 220 kV doble circuito, con una capacidad de 200 MVA por circuito a 35°C en ambiente con sol entre las subestaciones Entre Ríos y la Nueva S/E Río Viejo, además de considerar sus respectivos paños de conexión.

1.2.5.5.3 Ubicación Referencial

Las líneas 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco y 1x154 kV Charrúa – Montenegro se encuentran situadas en las comunas de San Ignacio y Cabrero, las cuales pertenecen a la Región del Maule y Biobío provincias de Diguillín y Cabrero respectivamente. En la Figura 1-107 , se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentran ubicadas estas instalaciones.

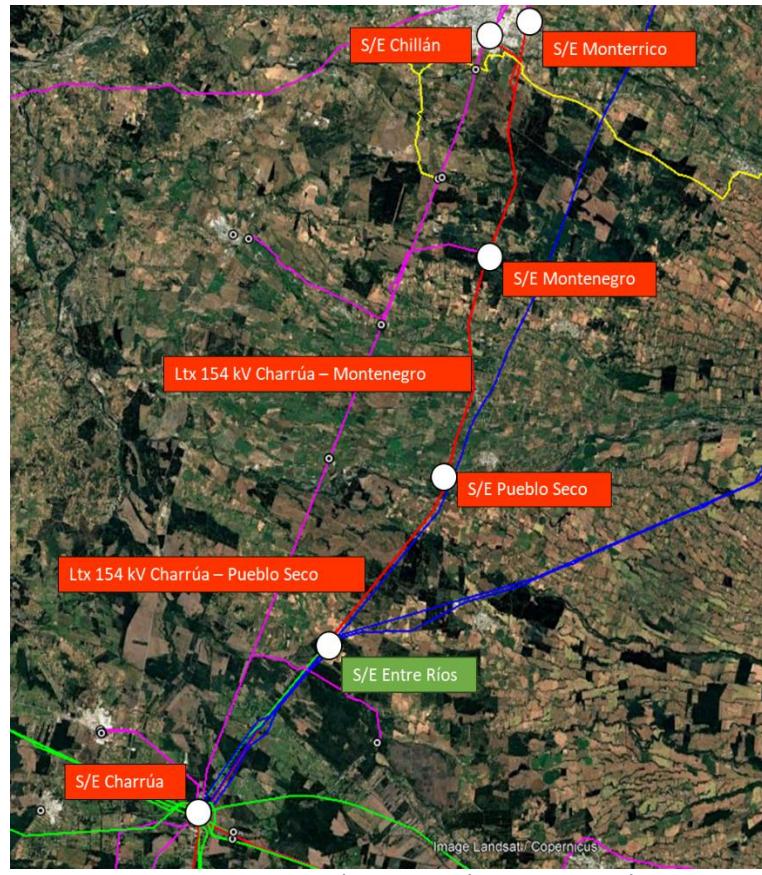


Figura 1-107. Vista aérea ubicación S/E Charrúa – S/E Pueblo Seco y S/E Montenegro.

1.2.5.5.4 Justificación necesidad del Proyecto

En base a lo indicado en la sección 1.2.5.5.1 se procede a mostrar la cargabilidad de las líneas 1x154 KV Charrúa – Pueblo Seco y línea 1x154 KV Charrúa – Montenegro, los análisis se realizaron en un escenario de demanda alta considerando demanda coincidente y la participación de la generación local de la zona. En la Figura 1-108, Figura 1-109 y Figura 1-110 se indica la cargabilidad de las instalaciones.

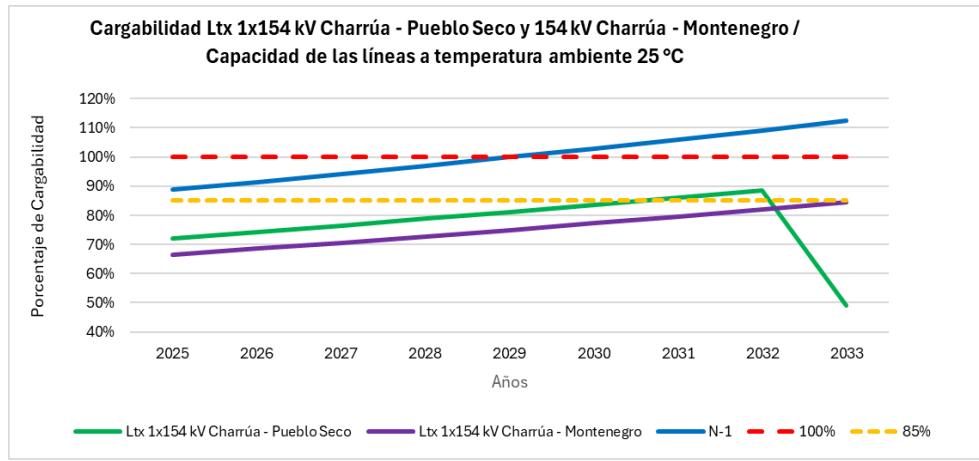


Figura 1-108. Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 25°C.

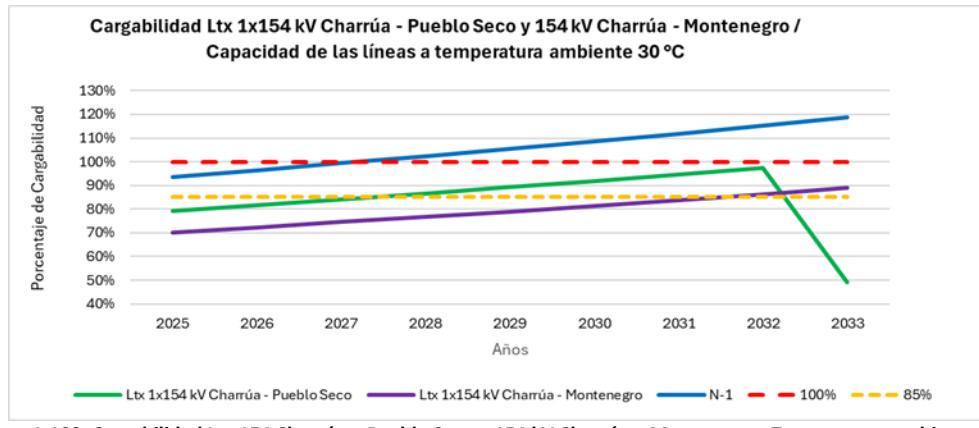


Figura 1-109. Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 30°C.

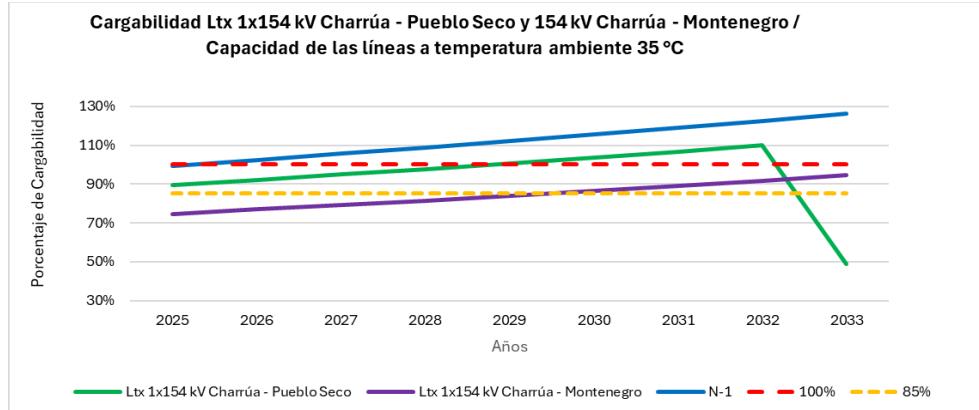


Figura 1-110. Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 35°C.

1.2.5.5.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley (este proyecto queda condicionado a la adjudicación del proyecto “Nueva S/E Río Viejo). Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 31,3 MMUSD.

Tabla 1-47. Valorización de la obra Nueva Línea 2x220 kV Entre Ríos - Río Viejo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	22.961.378
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	7.472.026
3	SUB TOTAL CONTRATO	30.233.405
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	907.002
5	COSTO TOTAL PROYECTO	31.340.407

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.

1.2.5.6 Ampliación en S/E Río Viejo [NTR ATAT]

1.2.5.6.1 Objetivo

El objetivo de la obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través de la línea 1x54 kV Charrúa – Pueblo Seco y línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro. Para realizar los análisis se considera el set de obras contenidos en el Informe técnico definitivo de la CNE proceso 2024 para la región de Ñuble: “Nueva S/E Río Viejo”, “Nueva S/E Guangular” y “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa”. Adicionalmente, las solicitudes de conexión de proyectos de generación para la S/E Entre Ríos podrían bloquear un punto de suministro para los clientes regulados de la región del Ñuble.

De los análisis realizados en el contexto del Informe diagnóstico 2025, podemos indicar que la línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro supera el 85% de su capacidad el año 2031 y el año 2029 respectivamente, considerando temperaturas ambientales de 30°C y 35°C. La línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco ve comprometida su capacidad (demanda supera capacidad nominal) a partir del año 2032 y año 2029, considerando temperaturas ambientales de 30°C y 35°C, la situación anterior se sostiene hasta la puesta en servicio del proyecto “Aumento de capacidad línea 1x154 kV Río Viejo – Pueblo Seco – Charrúa”, el cual se estima tendría una puesta en servicio para el año 2033. Finalmente hay que indicar que la condición N-1, a pesar de que regulatoriamente no está definida para sistema zonales, no se sostiene para las líneas nivel de tensión 154 kV entre las subestaciones Charrúa, Pueblo Seco y Montenegro a partir del año 2029, considerando una temperatura ambiente mínima de 25°C. Lo anterior, es muy relevante, dado que la región del Ñuble se abastece radialmente desde estas instalaciones. Finalmente hay que indicar que la región en cuestión cuenta



como único punto de alimentación para las líneas mencionadas con anterioridad, al transformador T3D S/E Charrúa JT1+UR de 390 MVA de capacidad, y cuyo mantenimiento cuenta con ventanas reducidas de tiempo, las cuales con el tiempo serán más estrictas debido al crecimiento natural de la demanda.

Ante esta situación, se presenta una propuesta de proyecto destinada a abordar la condición de suficiencia y abastecimiento para esta región. El Coordinador entiende que se definió un set de obras para la zona, sin embargo, esta obra busca complementar y otorgar un abastecimiento de largo plazo para la región de Ñuble.

1.2.5.6.2 Descripción de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un transformador 220/154 kV con una capacidad de 75 MVA en la S/E Río Viejo con la respectiva habitación de los paños en ambos niveles de tensión. La configuración del patio 220 kV debe ser configuración doble barra con 4 posiciones (una posición para el transformador y dos posiciones para la llegada de la línea). Para la conexión del transformador en el nivel de tensión 154 kV se debe habilitar una posición en la nueva S/E Río Viejo considerando la topología doble barra **más transferencia con la cual fue concebida la S/E Río Viejo**.

1.2.5.6.3 Ubicación Referencial

Las líneas 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco y 1x154 kV Charrúa – Montenegro se encuentran situadas en las comunas de San Ignacio y Cabrero, las cuales pertenecen a la Región del Maule y Biobío provincias de Diguillín y Cabrero respectivamente. En la Figura 1-111, se muestra una vista aérea de la zona en la cual, se encuentran ubicadas estas instalaciones.

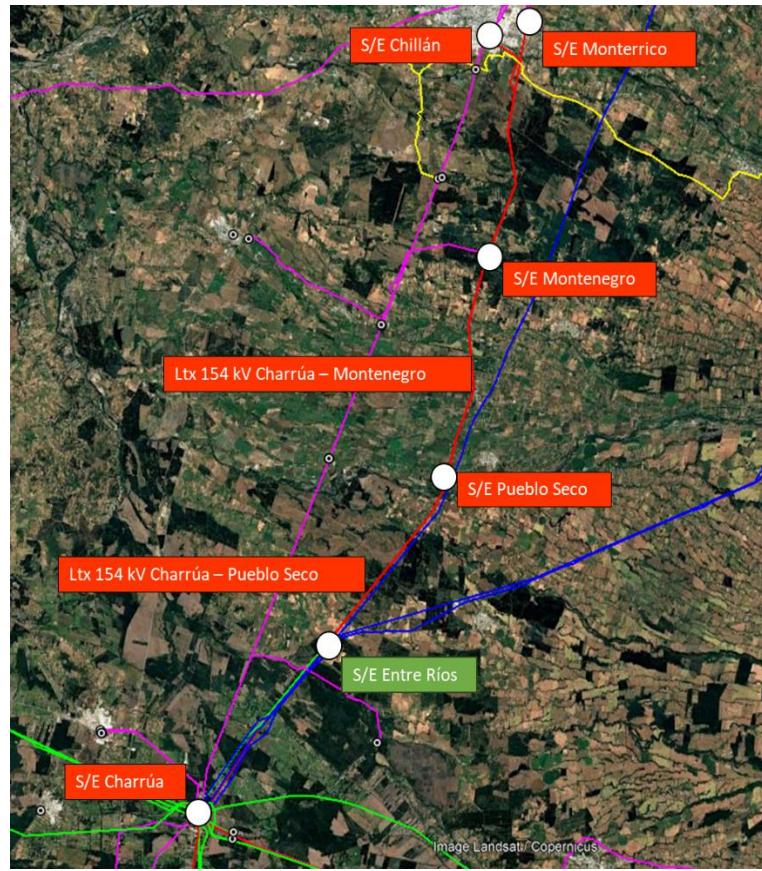


Figura 1-111. Vista aérea ubicación S/E Charrúa – S/E Pueblo Seco y S/E Montenegro.

1.2.5.6.4 Justificación necesidad del proyecto

En base a lo indicado en la sección 1.2.5.6.1 se procede a mostrar la cargabilidad de las líneas 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco y línea 1x154 kV Charrúa – Montenegro, los análisis se realizaron en un escenario de demanda alta considerando demanda coincidente y la participación de la generación local de la zona. En las Figura 1-112, Figura 1-113 y Figura 1-114 indica la cargabilidad de las instalaciones.

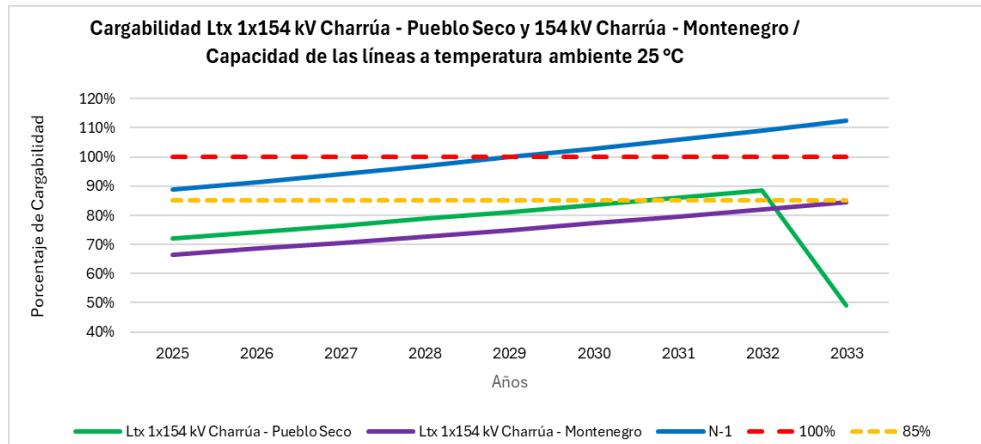


Figura 1-112.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 25°C.

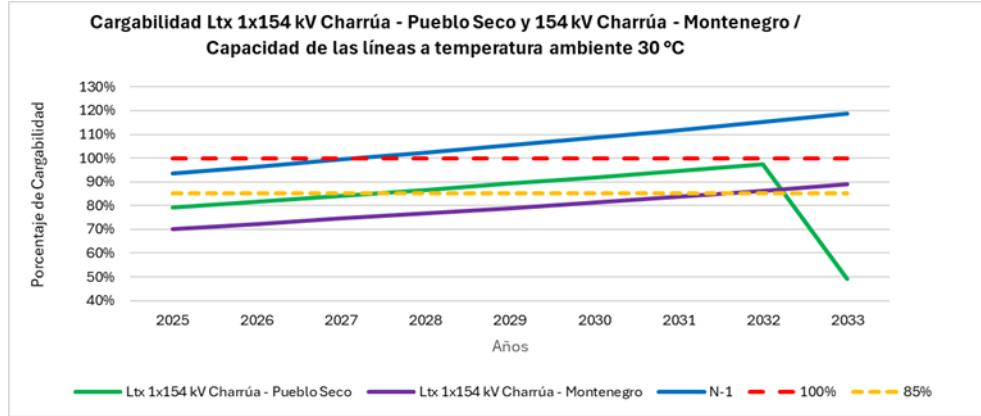


Figura 1-113.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 30°C.

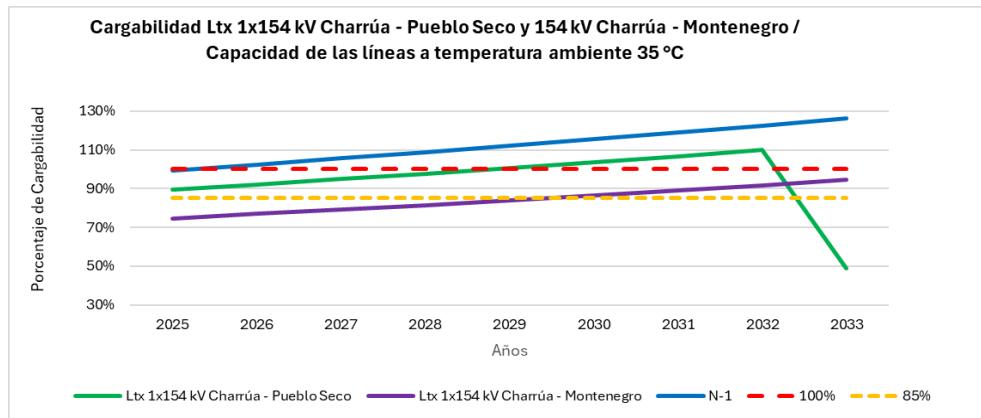


Figura 1-114.Cargabilidad Ltx 154 Charrúa – Pueblo Seco y 154 kV Charrúa – Montenegro. Temperatura ambiente 35°C.



1.2.5.6.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley (este proyecto queda condicionado a la adjudicación del proyecto “Nueva S/E Río Viejo). Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 9,4 MMUSD.

Tabla 1-48. Valorización Ampliación S/E Río Viejo [NTR ATAT]

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	6.515.328
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	2.607.399
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.122.727
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	273.682
5	COSTO TOTAL PROYECTO	9.396.409

Finalmente, dado los antecedentes presentados, se justifica que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión 2026.



1.2.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

1.2.6.1 Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)

1.2.6.1.1 Objetivo

El requerimiento de esta obra surge producto de que la cargabilidad del transformador N°1 de la subestación Calbuco podría superar el 87% de su capacidad al año 2031, por lo que se requiere desarrollar una obra para asegurar el abastecimiento de la demanda.

1.2.6.1.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Calbuco mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV de capacidad nominal de 16 MVA, adecuaciones necesarias en caso de ser requeridas, y con sus respectivos paños de conexión en los diferentes niveles de tensión.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones. Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

1.2.6.1.3 Ubicación Referencial

La S/E Calbuco se encuentra situada en la comuna de Calbuco, la cual pertenece a la Región de Los Lagos provincia de Llanquihue. En la Figura 1-115, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-115. Vista aérea S/E Calbuco.

1.2.6.1.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

La S/E Calbuco cuenta actualmente con un transformador 110/23 kV, ambos con una capacidad de 16 MVA. Según los resultados del diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se proyecta que para el año 2031 superará el 85% de la capacidad del transformador. Esta situación representa un riesgo para el abastecimiento de la demanda máxima proyectada al final del horizonte de análisis. En la Figura 1-116 se muestran las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

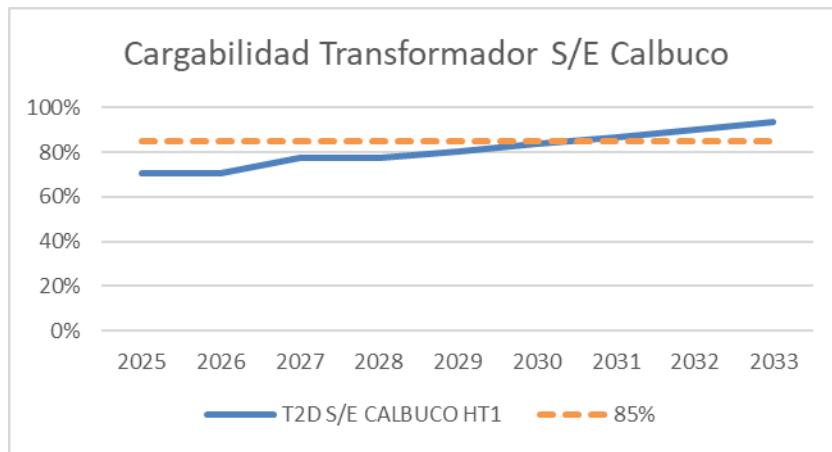


Figura 1-116. Cargabilidad proyectada transformadores S/E Curanilahue.

1.2.6.1.5 Valorización



El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 5,1 MMUSD.

Tabla 1-49. Valorización de la obra Ampliación en S/E Calbuco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	3.109.224
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	1.858.056
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.967.280
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	149.018
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.116.299

Finalmente, dado los antecedentes presentados, es preciso indicar que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025.

1.2.6.2 Ampliación en S/E Imperial (NTR ATMT) y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Las Violetas - Imperial

1.2.6.2.1 Objetivo

El requerimiento de esta obra surge producto de que la cargabilidad del transformador N°1 de la subestación Imperial podría superar el 86% de su capacidad al año 2029, por lo que se requiere desarrollar una obra para asegurar el abastecimiento de la demanda.

1.2.6.2.2 Descripción de la Obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E Imperial mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV de capacidad nominal de 16 MVA, adecuaciones necesarias en caso de ser requeridas, y con sus respectivos paños de conexión en los diferentes niveles de tensión.

Adicionalmente el proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Las Violetas - Imperial, en el tramo "EST. 170B - IMPERIAL 66KV C1" por un conductor que permita, al menos, 90 MVA a 35°C.

El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Además, el proyecto contempla las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice tales interrupciones. Finalmente, el proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

1.2.6.2.3 Ubicación Referencial

La S/E Imperial se encuentra situada en la comuna de Nueva Imperial, la cual pertenece a la Región de La Araucanía provincia de Cautín. En la Figura 1-3, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.



Figura 1-3. Vista aérea S/E Imperial.

1.2.6.2.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

La S/E Imperial cuenta actualmente con un transformador 66/23 kV, ambos con una capacidad de 16 MVA. Según los resultados del diagnóstico del Uso del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se proyecta que para el año 2029 superará el 86% de la capacidad del transformador. Esta situación representa un riesgo para el abastecimiento de la demanda máxima proyectada al final del horizonte de análisis. En la Figura 1-116 se muestran las cargabilidades proyectadas de los transformadores de la Subestación.

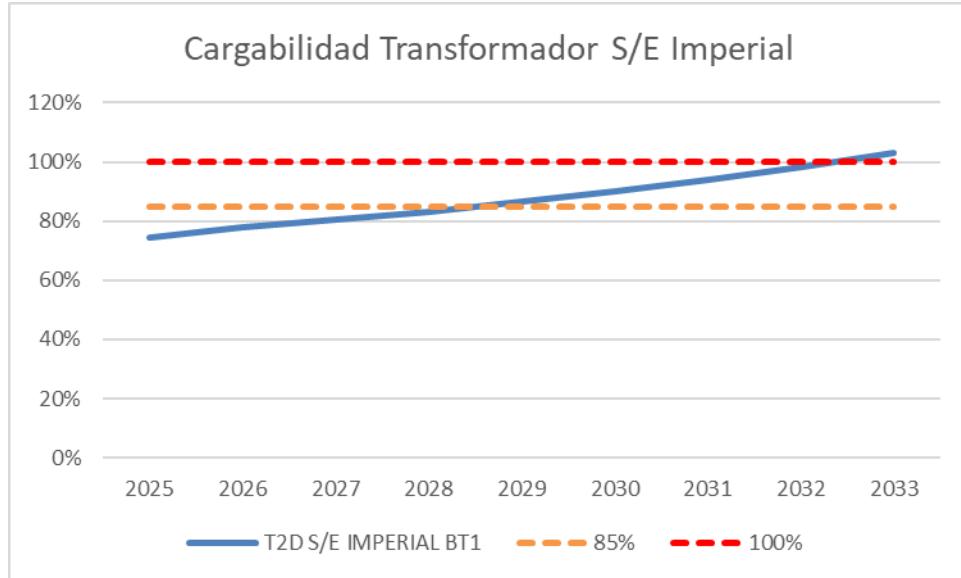


Figura 1-117. Cargabilidad proyectada transformador S/E Imperial.

1.2.6.2.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 10,5 MMUSD.

Tabla 1-50. Valorización de la obra Ampliación en S/E Imperial.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	5.082.939
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	5.153.967
3	SUB TOTAL CONTRATO	10.236.906
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	307.107
5	COSTO TOTAL PROYECTO	10.544.013

Finalmente, dado los antecedentes presentados, es preciso indicar que este proyecto cumple con los requisitos necesarios para formar parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025.

1.2.6.3 Ampliación de capacidad de línea 2x66 kV Lastarria - Loncoche

1.2.6.3.1 Objetivo

La obra nace de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a través la línea 2x66 kV Lastarria - Loncoche, emplazados en la comuna de Loncoche, perteneciente a la región de La Araucanía provincia de Cautín, y así evitar las congestiones que se visualizan en el mediano



plazo, en el marco de los resultados obtenidos en el Informe de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2026.

1.2.6.3.2 Descripción de la Obra

Aumento de capacidad en línea 2x66kV Lastarria-Loncoche, considerando el reemplazo del conductor por uno que tenga una capacidad de al menos 90MVA a 35°C con sol y normalizar paños de línea, en caso de que corresponda.

La línea 2x66kV Lastarria - Loncoche se conforma de dos circuitos que abastecen principalmente la demanda de las SSEE Loncoche, Villarrica, Pucón y Pullinque, y se proyecta que se alcance su capacidad máxima de transporte en el mediano plazo. Actualmente, esta línea debiese verse descargada por la entrada en operación de los proyectos asociados al Plan 2022, específicamente SE Calafquén, Rukapillán y Padre Pancho, junto a sus líneas respectivas, no obstante, estas se encuentran en estudio de franja, no teniendo certeza de la fecha en que los proyectos estarán operativos.

1.2.6.3.3 Ubicación Referencial

La línea 2x66kV Lastarria-Loncoche se encuentra situada en la comuna de Loncoche, la cual pertenece a la Región de La Araucanía provincia de Cautín. En la Figura 1-32, se muestra una vista aérea de la zona en la cual se encuentra ubicada esta instalación.

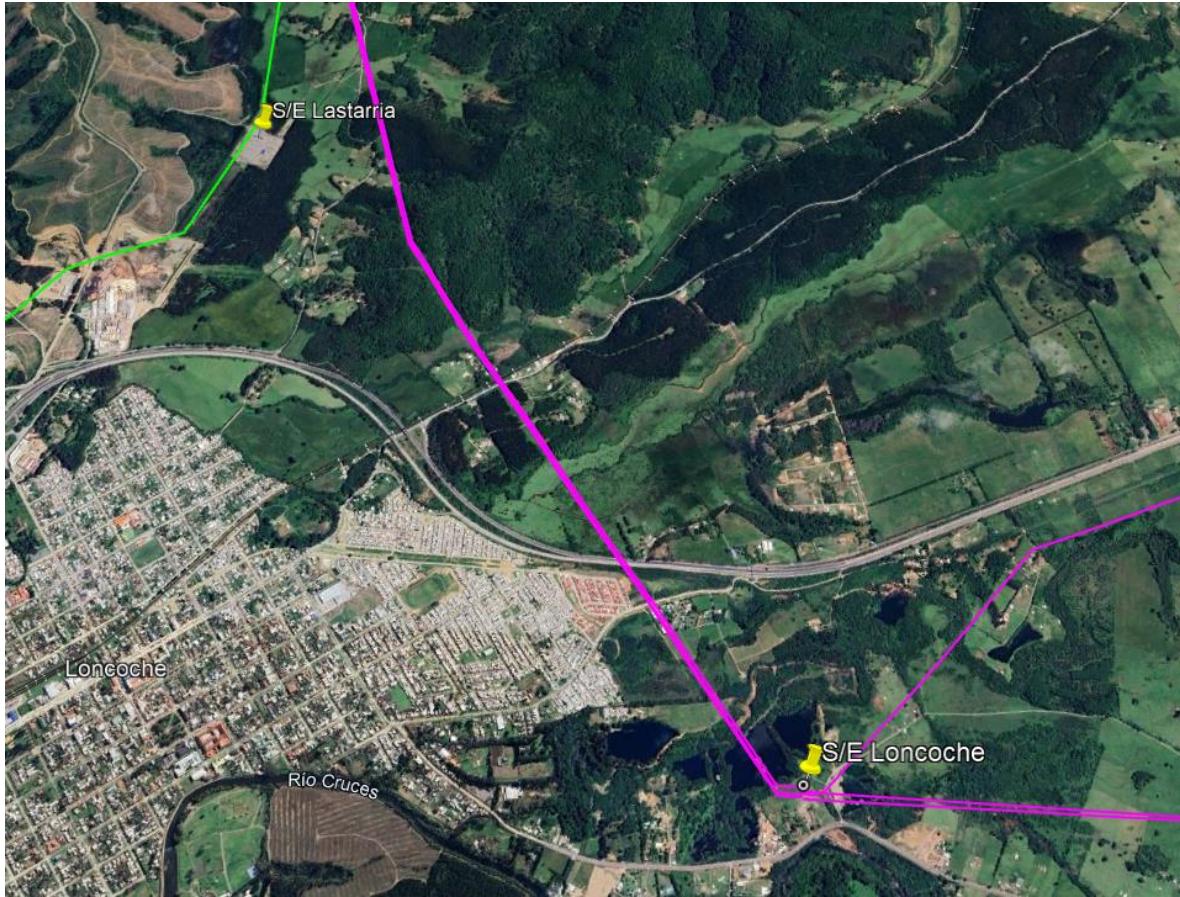


Figura 1-32. Vista aérea S/E Imperial línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.

1.2.6.3.4 Justificación de la Necesidad del Proyecto

La línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche tiene una longitud aproximada de 4,4 km, la cual posee un conductor CU 1/0 AWG 7 (35 MVA), en la cual el estudio Diagnóstico identifica que se superará el 85% de cargabilidad al año 2029 producto del abastecimiento principalmente la demanda de las SSEE Loncoche, Villarrica, Pucón y Pullinque, y se proyecta que se alcance su capacidad máxima de transporte en el mediano plazo.

Actualmente, esta línea debiese verse descargada por la entrada en operación de los proyectos asociados al Plan 2022, específicamente SE Calafquén, Rukapillán y Padre Pancho, junto a sus líneas respectivas, no obstante, estas se encuentran en estudio de franja, no teniendo certeza de la fecha en que los proyectos estarán operativos.



Debido a la razón presentada en el párrafo anterior se propone el proyecto de aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche que consiste en el reemplazo del conductor de esta línea, que cuenta con un conductor de cobre 1/0, por un conductor de alta capacidad y baja flecha.

1.2.6.3.5 Valorización

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. Por otro lado, el V.I. referencial del proyecto es de 6 MMUSD.

Tabla 1-51. Valorización de la obra Aumento de Capacidad de Línea 2x66 kV Lastarria – Loncoche.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL US\$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	2.685.285
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	3.405.493
3	SUB TOTAL CONTRATO	6.090.778
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	182.723
5	COSTO TOTAL PROYECTO	6.273.501