COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021

22 de enero de 2021

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

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

AUTORES

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

DISTRIBUCIÓN

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

1 RESUMEN EJECUTIVO 7

2 INTRODUCCIÓN 28

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS 30

3.1 OFERTA 30
3.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN 31
3.1.2 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO 33
3.1.3 RESULTADOS 36
3.2 DEMANDA 44
3.2.1 METODOLOGÍA DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 44
3.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2020 – 2040 47

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO 51

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL 51
4.1.1 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN 53
4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL 58
4.2.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y CONSIDERACIONES GENERALES 58
4.2.2 BASES CONCEPTUALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA 59
4.2.3 METODOLOGÍA APLICADA 61
4.3 ESTUDIOS ESPECÍFICOS DE METODOLOGÍAS Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN 70
4.3.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL 70
4.3.2 PROPUESTA DESARROLLO CONFIGURACIONES BARRA SS/EE ZONALES 80
4.3.3 DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS 81
4.3.4 GESTIÓN DE ACTIVOS SS/EE ZONALES 82
4.3.5 PROPUESTA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE SS/EE ZONALES 88
4.3.6 RECOMENDACIÓN DE OBRAS POR PMGD 91

5 DIAGNÓSTICO 94

5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO 95
5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 95
5.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS 101
5.1.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 102
5.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT 106
5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT 107
5.1.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 109

5.1.7 Restricciones de operación 110
5.1.8 Sensibilidad Electromovilidad 111
5.1.9 Sensibilidad PMGD 111
5.2 Zona Diego de Almagro – Quillota 112
5.2.1 Descripción del sistema 112
5.2.2 Antecedentes para el análisis 116
5.2.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional 119
5.2.4 Diagnóstico de Transformadores AT/MT 121
5.2.5 Diagnóstico de Transformadores AT/AT 122
5.2.6 Diagnóstico de Líneas de Transmisión 123
5.2.7 Restricciones de operación 125
5.2.8 Sensibilidad Electromovilidad 126
5.2.9 Sensibilidad PMGD 126
5.3 Zona Quinta 128
5.3.1 Descripción del sistema 128
5.3.2 Antecedentes para el análisis 132
5.3.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional 134
5.3.4 Diagnóstico de Transformadores AT/MT 136
5.3.5 Diagnóstico de Transformadores AT/AT 137
5.3.6 Diagnóstico de Líneas de Transmisión 139
5.3.7 Restricciones de operación 140
5.3.8 Sensibilidad Electromovilidad 141
5.3.9 Sensibilidad PMGD 141
5.4 Zona Región Metropolitana 143
5.4.1 Descripción del sistema 143
5.4.2 Antecedentes para el análisis 147
5.4.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional 150
5.4.4 Diagnóstico de Transformadores AT/MT 152
5.4.5 Diagnóstico de Transformadores AT/AT 154
5.4.6 Diagnóstico de Líneas de Transmisión 155
5.4.7 Restricciones de operación 157
5.4.8 Sensibilidad Electromovilidad 158
5.4.9 Sensibilidad PMGD 159
5.4.10 Análisis de Requerimientos de Reactivos 160
5.5 Zona Alto Jahuel – Charrúa 161
5.5.1 Descripción del sistema 161
5.5.2 Antecedentes para el análisis 166
5.5.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional 170
5.5.4 Diagnóstico de Transformadores AT/MT 172
5.5.5 Diagnóstico de Transformadores AT/AT 174
5.5.6 Diagnóstico de Líneas de Transmisión 177

5.5.7 Restricciones de operación 180
5.5.8 Sensibilidad Electromovilidad 184
5.5.9 Sensibilidad PMGD 184
5.6 Zona Charrúa – Chiloé 190
5.6.1 Descripción del sistema 190
5.6.2 Antecedentes para el análisis 195
5.6.3 Utilización Esperada del Sistema de Transmisión Nacional 199
5.6.4 Diagnóstico de Transformadores AT/MT 202
5.6.5 Diagnóstico de Transformadores AT/AT 203
5.6.6 Diagnóstico de Líneas de Transmisión 204
5.6.7 Restricciones de operación 206
5.6.8 Sensibilidad Electromovilidad 208
5.6.9 Sensibilidad PMGD 208

6 ANÁLISIS Y SOLUCIONES 213

6.1 Análisis y Visión de Proyectos HVDC en el SEN 213
6.1.1 Análisis General de las Alternativas 217
6.1.2 Recomendación Preliminar de Proyectos HVDC 218
6.1.3 Metodología de Evaluación 218
6.1.4 Valorización de las Alternativas 219
6.1.5 Resultados de la Evaluación 222
6.1.6 Vertimiento 225
6.1.7 Congestiones en Transmisión 226
6.1.8 Comentarios finales 230
6.2 Análisis Entorno S/E Kimal 231
6.2.1 Análisis Experiencia Internacional 231
6.2.2 Configuración Acual S/E Kimal 235
6.2.3 Propuesta conceptual de desarrollo 238
6.3 Análisis de Normalización de Tap Off en los Sistemas de Transmisión 238
6.3.1 Subestaciones Analizadas 239
6.3.2 Propuestas de solución 258
6.3.3 Requerimientos de equipos primarios para normalización 279
6.3.4 Presupuesto 284
6.4 Análisis de Compensación de Reactivos 288
6.5 Análisis de Gestión de activos de SS/EE Zonales 296
6.6 Análisis de Ingresos Tarifarios 296
6.6.1 Tramos del SEN analizados 297
6.6.2 Resultados de ingresos tarifarios de energía 297
6.7 Análisis de Obras Desiertas en Procesos de Licitación 303

6.8 Análisis de Potencia Firme en SSEE Zonales 305
6.9 Análisis de disponibilidad y requerimientos por Generación de PMGD 309
6.10 Análisis del SEN por Zona 314
6.10.1 Zona Arica – Diego de Almagro 314
6.10.2 Zona Diego de Almagro – Quillota 354
6.10.3 Zona Quinta Región 368
6.10.4 Zona Metropolitana 387
6.10.5 Zona Alto Jahuel – Charrúa 404
6.10.6 Zona Charrúa – Chiloé 465

7 RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 500

7.1 Zona Arica – Diego de Almagro 500
7.2 Zona Diego de Almagro - Quillota 501
7.3 Zona Quinta Región 502
7.4 Zona Región Metropolitana 503
7.5 Zona Alto Jahuel – Charrúa 504
7.6 Zona Charrúa – Chiloé 509
7.7 Proyectos Identificados por Normalización de SS/EE Tap Off 511
7.8 Proyectos Requeridos por Compensación de Reactivos 512

8 APÉNDICES 517

8.1 Apéndice I – Plan de Obras 2021. 517
8.2 Apéndice II – Proyecciones de demanda. 517
8.3 Apéndice III – Uso Esperado del Sistema de Transmisión. 517
8.4 Apéndice IV – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal. 517
8.5 Apéndice V – Análisis de configuraciones de barra de SS/EE de Transmisión Zonal. 517
8.6 Apéndice VI – Análisis de requerimientos de reactivos del Sistema de Transmisión. 517
8.7 Apéndice VII – Propuesta de Diseño Conceptual de SS/EE Zonales. 517
8.8 Apéndice VIII – Proyección de Generación Distribuida periodo 2020-2040. 517
8.9 Apéndice IX – REspuestas a Observaciones del Informe de Diagnóstico. 517
8.10 Apéndice X – Índice de Figuras y Tablas. 518

1 RESUMEN EJECUTIVO

Con el objetivo de determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, el estudio de planificación realizado por el Coordinador considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores. Por el lado de la previsión de la oferta, se han elaborado cuatro escenarios, a partir de los datos actualizados del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) liderado por el Ministerio de Energía. Los escenarios han sido desarrollados mediante modelos de optimización de inversiones en generación y transmisión, dando cuenta de requerimientos de reserva de corto plazo para el control frecuencia del sistema producto de la alta inserción probable de energía renovable variable (ERV) y los requerimientos estructurales de grandes desarrollos de transmisión coherentes con dicha inserción geográficamente localizable. Los 4 escenarios de expansión considerados toman como enfoque base el proceso de descarbonización de la matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional. Las particularidades de cada escenario radican en el año en que la matriz estaría totalmente descarbonizada, tales como al año 2033 y 2040. Adicionalmente, cada escenario queda caracterizado por la sensibilización en los costos promedios de inversión de las tecnologías de generación, todos obtenidos a partir de la PELP. Con la modelación del sistema eléctrico y los escenarios de expansión, se realizan simulaciones de la operación de largo plazo del sistema en las cuales se minimizan los costos de operación y falla del sistema en el horizonte de planificación, bajo diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de generación ERV. Los resultados obtenidos a partir de la simulación de la operación de largo plazo son utilizados para la elaboración de diversos estudios eléctricos y para la determinación del uso esperado del sistema de transmisión, verificando el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Para las instalaciones de transmisión zonal se ha aplicado una metodología que busca revisar la suficiencia de éstas, a partir de una proyección de demanda que incorpora encuestas a las empresas de distribución, además de la condición de temperatura ambiente en las zonas analizadas. A partir de ello, se ha verificado el nivel de cargabilidad de los transformadores AT/MT, para posteriormente, y a partir de perfiles de demanda máximas coincidentes, determinar la cargabilidad de transformadores AT/AT y líneas de transmisión. Adicionalmente, durante el desarrollo de esta propuesta se han desarrollado estudios que establecen y reúnen metodologías y criterios de planificación que complementan a los desarrollos clásicos, permitiendo:

- Estandarizar el desarrollo de instalaciones zonales según zonas.
- Facilitar el proceso de definición de obras zonales.
- Facilitar los procesos de licitación y reducir costos en licitaciones.
- Aportar a la resiliencia del sistema.
- Mejorar los índices de Seguridad y Calidad de Servicio.

A partir de los diversos análisis realizados para el horizonte de planificación, y dando énfasis al período 2021-2026, se ha identificado un conjunto de obras de expansión del sistema de transmisión zonal que permiten garantizar el abastecimiento de la demanda en condiciones normales de operación y en contingencia, dando cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos por la NTSyCS y otorgando suficiencia al sistema.

Como resultado del presente estudio se ha determinado la propuesta de expansión anual 2020 para los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En resumen, la propuesta está compuesta por 15 proyectos pertenecientes al segmento de transmisión nacional equivalente a 415 millones de dólares y 113 proyectos del segmento de transmisión zonal equivalentes a 302 millones de dólares, las cuales totalizan un valor de inversión de 717 millones de dólares, cuya necesidad se ha analizado para este proceso de planificación de la transmisión 2021.

El detalle de los proyectos propuestos para el Proceso de Expansión de la Transmisión 2021 se presenta en la tabla 1-1 y tabla 1-2.

Adicionalmente, se ha programado inicialmente, el análisis y evaluación de un conjunto de proyectos mostrado en la tabla 1-3, para inclusión en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 del Coordinador, a publicarse a mediados de 2021.

Finalmente, en el Apéndice IX de este documento, se han incluido las preguntas y observaciones recibidas el 08 de enero de 2021, respecto al Informe Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión, emitido el día 23 de diciembre de 2020. Es importante destacar que, del conjunto total de observaciones, sólo se ha incorporado en este documento la respuesta de un grupo de ellas. El resto de los análisis y respuestas pendientes serán incorporadas en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

Tabla 1-1 Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2020 Transmisión Nacional.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Kimal	-	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	3,6	Permite conexión de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	Ampliación
2	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa	750	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	25,5	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Ancoa	Ampliación
3	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos y reubicación de líneas de 220 kV	750	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	33,9	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Charrúa	Ampliación
4	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2	2.500	C1: 253 C2: 270	sep-28	Inmediata	Nacional	48	158,4	Evita congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Ampliación
5	Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa.	-	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	87,5	Evita congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Ampliación
6	Normalización S/E Tap Off Nueva Victoria	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	7,5	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
7	Normalización S/E Doña Carmen	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,1	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
8	Normalización S/E Tap Off El Llano	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,2	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
9	Normalización S/E Chicureo	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	14,6	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
10	Normalización S/E El Manzano	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	14,3	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
11	Normalización S/E Tap Off Santa Marta	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,2	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
12	Normalización S/E Lampa	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	6,7	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
13	Normalización S/E Tap Off Bureo	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	7,8	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
14	Normalización S/E Talinay Oriente	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,1	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
15	Normalización S/E Llanquihue	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	6,9	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación

Tabla 1-2. Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2020 Transmisión Zonal.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nueva S/E Palafitos	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,7	Otorga potencia firme a SS/EE Palafitos y Cerro Dragón	Nueva
2	Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos	300	2,3	sep-27	Inmediata	Zonal	36	5,1	Otorga Seguridad N-1 en la zona	Nueva
3	Nueva S/E Seccionadora Itata	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	18,3	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona norte y nor-poniente de la Región del Ñuble.	Nueva
4	Nueva Línea 2x66 kV Itata – Hualte	90	26	sep-28	Inmediata	Zonal	48	7,1		Nueva
5	Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí	90	50	sep-29	Inmediata	Zonal	60	11,0	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona sur y sur-poniente de la Región del Ñuble.	Nueva
6	Nueva S/E Seccionadora Quinchimalí	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,1		Nueva
7	Nueva Línea 2x66 kV Monterrico – Nueva Coihueco	90	22	sep-28	Inmediata	Zonal	48	4,7	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona	Nueva
8	Nueva S/E Coihueco	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,7		Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
9	Nueva Línea 2x66 kV Coihueco – Pinto, tendido del primercircuito	90	22	sep-28	Inmediata	Zonal	48	4,5	oriente de la Región del Ñuble.	Nueva
10	Nueva S/E Seccionadora Pinto	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,5		Nueva
11	Nueva S/E Seccionadora Nueva Curicó	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	6,7	Evita sobrecarga de transformador en S/E Curicó. Evita sobrecarga de línea 154 kV Teno – Rauquén y línea 1x66 kV Rauquén – Curicó.	Nueva
12	Nueva S/E Seccionadora Chiñigüe	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	3,3	Evita sobrecarga de transformador en S/E El Maitén	Nueva
13	Nueva S/E Seccionadora Chuchunco	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	5,6	Evita sobrecarga de transformador en S/E Reguladora Rapel	Nueva
14	Nueva S/E Seccionadora Nueva Ancoa	-	-	sept-27	Inmediata	Zonal	36	19,5	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV entre Maule y Linares	Nueva
15	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Ancoa – Linares	400	20	sept-28	Inmediata	Zonal	48	14,7	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
									entre Maule y Linares	
16	Nueva Línea 1x66 kV Seccionadora Nueva Curicó – Rauquén y Ampliación S/E Rauquén	90	5	sept-27	Inmediata	Zonal	36	5,9	Evita sobrecarga de línea 154 kV Teno – Rauquén y línea 1x66 kV Rauquén - Curicó	Nueva
17	Nueva Línea 2x154 kV Lagunillas – Coronel, tendido del primer circuito	215	4	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Nueva
18	Nuevo Transformador en S/E Alto Hospicio	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga potencia firme a S/E Alto Hospicio	Ampliación
19	Nuevo Transformador en S/E Pukará	20	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,8	Otorga potencia firme a S/E Pukará	Ampliación
20	Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores	-	-	mar-26	Inmediata	Zonal	18	0,9		Ampliación
21	Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,1		Ampliación
22	Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,3		Ampliación
23	Normalización Patio de 220 kV en S/E Esmeralda	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	6,3		Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
24	Nuevo Transformador en S/E Copiapó	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga potencia firme a S/E Copiapó	Ampliación
25	Nuevo Transformador en S/E Ovalle	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,9	Otorga potencia firme a S/E Ovalle	Ampliación
26	Normalización Patio de 110 kV en S/E Cardones	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	7,3	Permite cumplir estándares de la NTSyCS	Ampliación
27	Normalización Patio de 220 kV en S/E Choapa	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,6	Permite cumplir estándares de la NTSyCS	Ampliación
28	Nuevo Transformador en S/E El Melón	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,4	Evita sobrecarga de transformador en S/E El Melón	Ampliación
29	Nuevo Transformador en S/E Las Piñatas	10	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Evita sobrecarga de transformador en S/E Las Piñatas	Ampliación
30	Nuevo Transformador en S/E Leyda	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Leyda	Ampliación
31	Nuevo Transformador en S/E San Sebastián	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,8	Evita sobrecarga de transformador en S/E San Sebastián	Ampliación
32	Nuevo Transformador en S/E Los Placeres	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,1	Otorga Potencia Firme a S/E Los Placeres	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
33	Nuevo Transformador en S/E Peñablanca	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga Potencia Firme a S/E Peñablanca	Ampliación
34	Nuevo Transformador en S/E Reñaca	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga Potencia Firme a S/E Reñaca	Ampliación
35	Nuevo Transformador en S/E San Pedro	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E San Pedro	Ampliación
36	Aumento de Capacidad en S/E Andes	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Andes	Ampliación
37	Aumento de Capacidad en S/E Carrascal	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Carrascal	Ampliación
38	Nuevo Transformador en S/E Mariscal	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,3	Otorga Potencia Firme en S/E Mariscal	Ampliación
39	Nuevo Transformador en S/E Ochagavía	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,1	Otorga Potencia Firme en S/E Ochagavía	Ampliación
40	Ampliación S/E Hualte	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,3	Permite desarrollo proyecto propuesto Nueva Línea 2x66 kV Seccionadora Itata – Hualte.	Ampliación
41	Ampliación S/E Dichato	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Permite desarrollo proyecto propuesto	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
									Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Quinchimalí.	
42	Ampliación S/E Monterrico	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Permite desarrollo proyecto propuesto Nueva Línea 1x66 kV Monterrico - Coihueco.	Ampliación
43	Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco	205	30	sept-27	Inmediata	Zonal	36	4,1	Evita sobrecarga de línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco	Ampliación
44	Ampliación S/E La Ronda	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Evita sobrecarga de transformador en S/E La Ronda	Ampliación
45	Ampliación S/E Las Cabras	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,3	Evita sobrecarga de transformador en S/E Las Cabras	Ampliación
46	Ampliación S/E Nueva Nirivilo	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Nirivilo	Ampliación
47	Ampliación S/E Quinta	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,2	Evita sobrecarga de transformador en S/E Quinta	Ampliación
48	Ampliación S/E Retiro	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Retiro	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
49	Ampliación S/E Linares y Nuevo Banco de Autotransformadores 3x100/100/30 MVA en S/E Linares	300	-	sept-27	Inmediata	Zonal	36	22,8	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV entre Maule y Linares	Ampliación
50	Ampliación S/E Alameda	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga Potencia Firme a S/E Alameda	Ampliación
51	Ampliación S/E Buin	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E Buin	Ampliación
52	Ampliación S/E Cachapoal	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,1	Otorga Potencia Firme a S/E Cachapoal	Ampliación
53	Ampliación S/E Chacahuín	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E Chacahuín	Ampliación
54	Ampliación S/E Monterrico	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Chillán	Ampliación
55	Ampliación S/E Curicó	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,2	Otorga Potencia Firme a S/E Curicó	Ampliación
56	Ampliación S/E Isla de Maipo	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Isla de Maipo	Ampliación
57	Ampliación S/E Fuentecilla	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Fuentecilla	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
58	Ampliación S/E Santa Elvira	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga Potencia Firme a S/E Santa Elvira	Ampliación
59	Ampliación S/E Talca	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,2	Otorga Potencia Firme a S/E Talca	Ampliación
60	Nuevo Transformador en S/E Paillaco	10	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Paillaco	Ampliación
61	Nuevo transformador en S/E Padre las Casas	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,9	Otorga potencia firme a la S/E Padre las Casas	Ampliación
62	Nuevo transformador en S/E Andalién	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga potencia firme a SS/EE Andalién y Colo Colo	Ampliación
63	Nuevo transformador en S/E Latorre	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,4	Otorga potencia firme a SS/EE Latorre y Talcahuano	Ampliación
64	Nuevo transformador en S/E Chiguayante	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga potencia firme a S/E Chiguayante	Ampliación
65	Nuevo transformador en S/E Cabrero	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,3	Otorga potencia firme a S/E Cabrero	Ampliación
66	Nuevo transformador en S/E El Laurel	60	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	6,8	Otorga potencia firme a S/E EL Laurel	Ampliación
67	Nuevo transformador en S/E La Misión	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga potencia firme a S/E La Misión	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
68	Ampliación en S/E Pilauco	120	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	12,5	Otorga seguridad N-1 en la zona de S/E Pilauco	Ampliación
69	Aumento de capacidad tramo de 66 kV entre SS/EE Alonso de Ribera y Colo Colo	60	4,4	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Otorga seguridad N-1 en la zona de SS/EE Alonso de Ribera y Colo Colo	Ampliación
70	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón	100	10,7	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Ampliación
71	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.	100	2,4	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Ampliación
72	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Enlace – Fibranova	50	11,1	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga seguridad N-1 a la S/E Cabrero	Ampliación
73	Normalización patio 154 kV S/E Concepción	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,4	Mejora confiabilidad de la S/E Concepción	Ampliación
74	Normalización patio 154 kV S/E Coronel	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	5,2	Mejora confiabilidad de la S/E Cabrero	Ampliación
75	Nuevo BBCC Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
76	Nuevo BBCC Transformador Calama 105/23 kV N°4	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
77	Nuevo BBCC Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
78	Nuevo BBCC Transformador Chinchorro 69/13,8 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
79	Nuevo BBCC Transformador Cerrillos 110/23 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
80	Nuevo BBCC Transformador Las Compañías 115/14,2 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
81	Nuevo BBCC Transformador San Joaquín 115/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
82	Nuevo BBCC Transformador Bosquemar 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
83	Nuevo BBCC Transformador Las Vegas 115/12 kV N°5	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
84	Nuevo BBCC Transformador Placilla 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
85	Nuevo BBCC Transformador San Pedro 115/13,2 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
86	Nuevo BBCC Transformador San Rafael 110/24,5 kV N°3	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
87	Nuevo BBCC Transformador Marga Marga 115/14,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
88	Nuevo BBCC Transformador Marga Marga 115/15,3 kV N°3	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
89	Nuevo BBCC Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
90	Nuevo BBCC Transformador Batuco 110/23,5 kV Nº2	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
91	Nuevo BBCC Transformador Chacabuco 110/23,5 kV Nº3	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
92	Nuevo BBCC Transformador Chacabuco 110/23,5 kV Nº8	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
93	Nuevo BBCC Transformador Los Boza 110/23,5 kV Nº3	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
94	Nuevo BBCC Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
95	Nuevo BBCC Transformador Recoleta 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
96	Nuevo BBCC Transformador San Bernardo 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
97	Nuevo BBCC Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
98	Nuevo BBCC Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV Nº5	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
99	Nuevo BBCC Transformador Santa Elena 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
100	Nuevo BBCC Transformador Santa Marta 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
101	Nuevo BBCC Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV Nº1	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
102	Nuevo BBCC Transformador Vitacura 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
103	Nuevo BBCC Transformador Bollenar 115/13,4 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
104	Nuevo BBCC Transformador Chacahuín 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
105	Nuevo BBCC Transformador Chillán 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
106	Nuevo BBCC Transformador Graneros 69/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
107	Nuevo BBCC Transformador Piduco 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
108	Nuevo BBCC Transformador Rosario 69/15,3 kV N°1	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
109	Nuevo BBCC Transformador Talca 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
110	Nuevo BBCC Transformador Alto Bonito 115/24 kV N°1	2x1,15 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
111	Nuevo BBCC Transformador Duqueco 69/25 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
112	Nuevo BBCC Transformador Melipulli 230/24 kV N°33	3x2,5 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
113	Nuevo BBCC Transformador Melipulli 230/24 kV N°44	4x1,1 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

Tabla 1-3. Proyectos a analizar y evaluar en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

N°	Obras a analizar y evaluar en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021
1	Análisis Seccionamiento Nueva Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada en S/E Don Héctor
2	Nuevos BBCC o compensación estática en S/E El Salto
3	Nueva S/E Norte (El Saltito) 110/12 kV 50 MVA
4	Nueva S/E Oriente (El Estadio) 110/12 kV 50 MVA
5	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa
6	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos
7	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, Circuitos 1 y 2; y, Reemplazo de sus Compensaciones Serie (CCSS) en S/E Ancoa

Adicionalmente, como resultado del análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión que han sido declaradas desiertas y el impacto en la confiabilidad de la zona a las que abastecen, se incluye un listado de obras en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102°.

Tabla 1-4. Proyectos de la zona Arica – Diego de Almagro y Diego de Almagro - Quillota, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	293	Ampliación	Nuevo transformador en S/E Illapel	Nueva licitación
2	293	Ampliación	Ampliación en S/E Caldera	Nueva licitación
3	293	Ampliación	Ampliación en S/E Cerrillos	Nueva licitación
4	293	Ampliación	Ampliación en S/E Atacama Kozán	Nueva licitación
5	4	Nueva	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Nueva licitación
6	4	Nueva	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán	Nueva licitación
7	198	Ampliación	Ampliación en S/E Ovalle	Nueva licitación

Tabla 1-5. Proyectos de la zona Alto Jahuel – Charrúa, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	418	Ampliación	Ampliación S/E La Esperanza	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
2	418	Ampliación	Ampliación SE Paniahue	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
3	418	Ampliación	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua	Requiere Proyecto vía Artículo 102°

4	418	Ampliación	Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	Nueva licitación
5	418	Ampliación	Ampliación SE Nancagua	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
6	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén	Nueva licitación
7	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	Nueva licitación
8	293	Ampliación	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
9	293	Ampliación	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
10	293	Ampliación	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
11	293	Ampliación	Ampliación S/E El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
12	293	Ampliación	Ampliación S/E La Esperanza	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
13	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo– Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Nueva licitación
14	293	Ampliación	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua	Nueva licitación
15	198	Ampliación	Ampliación S/E El Manzano	Nueva licitación
16	198	Ampliación	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
17	198	Ampliación	Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
18	198	Ampliación	Ampliación en S/E Nirivilo	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
19	198	Ampliación	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
20	4	Nueva	Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°

Tabla 1-6. Proyectos de la zona Charrúa - Chiloé, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	418	Nueva	Nueva Subestación Trébol	Nueva licitación
2	418	Nueva	Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejército	Nueva licitación
3	418	Nueva	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito.	Nueva licitación

De las obras resumidas en la tabla 1-5, tres (3) de ellas tendrán modificación en su alcance y/o ejecución, dada las nuevas obras aprobadas por la CNE mediante la aplicación del Artículo 102° de la Ley, según se presenta en la tabla 1-7.

Tabla 1-7. Obras presentadas vía Artículo 102° de la Ley, autorizadas por la CNE para su construcción.

N°	Proyecto vía Artículo 102°	Reemplaza principalmente a
1	Obra Urgente SE Fuentecilla 66/15 kV 30 MVA Res. Ex. N°467 del 10 de diciembre de 2020	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua, DE N°418/2017
2	Obra Urgente SE Santa Cruz 66/13,2 kV 30 MVA Res. Ex. N°469 del 14 de diciembre de 2020	Ampliación SE Paniahue, DE N°418/2017
3	Obra Urgente SE Puquillay 66/13,2 kV 16 MVA Res. Ex. N°468 del 14 de diciembre de 2020	Ampliación SE Nancagua, DE N°418/2017

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que anualmente comienza con la recomendación que el Coordinador debe realizar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante los primeros quince días de cada año.

Dicha propuesta debe basarse en los criterios dispuestos en el artículo 87° de la LGSE, los cuales consideran la minimización de riesgos de abastecimiento, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, la necesidad y eficiencia económica para los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes para la expansión eficiente del sistema eléctrico. En este sentido, se debe considerar que el reglamento que determinará el procedimiento metodológico para planificar la expansión del sistema de transmisión con las holguras y redundancias que incluyan los criterios señalados. En relación con lo anterior, el Coordinador ha estimado pertinente complementar los criterios mencionados mediante sus propios desarrollos metodológicos y que incluye junto con las recomendaciones previas.

Este informe se encuentra dividido en ocho capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

Resumen Ejecutivo:
Corresponde al Resumen con los resultados de la Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN.

Introducción:
Corresponde a la introducción del informe, que entrega el contexto y resume el contenido de la propuesta de expansión de la transmisión.

Consideraciones generales y supuestos:
En este capítulo se sintetizan los resultados de la aplicación metodológica para las materias de oferta y demanda, detallados respectivamente en los Apéndices I y II de este documento.

En lo que respecta a la demanda, se presenta la previsión del consumo para 20 años. Es importante destacar que la elaboración de la previsión de demanda es realizada combinando un método *top-down* con herramientas estocásticas de simulación y panel de países OCDE, junto con una variante *bottom-up*, mediante la realización de encuestas a grandes clientes libres. En términos de la generación futura, se entrega la información relevante y descriptiva de los escenarios de oferta desarrollados. La elaboración de los escenarios de generación contempla el proceso de la PELP, llevado a cabo por el Ministerio de Energía, aplicando herramientas de co-optimización, que dan cuenta de las restricciones sobre los requerimientos de control de frecuencia y seguimiento de la demanda que presenta el sistema en el horizonte de estudio (20 años), así como los requerimientos

estructurales generales y eficientes de transmisión que implican grandes bloques de nueva generación en dicho horizonte.

Metodología de desarrollo del estudio:
Este capítulo está enfocado en describir el proceso de la planificación de expansión la red de transmisión, dado que el diagnóstico del Sistema de Transmisión Nacional es una etapa de este proceso.

Diagnóstico:
En este capítulo se presentan y analizan los principales resultados del diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional, segmentado en 6 zonas geográficas:

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

Análisis y Solución:
En este capítulo se desarrollan los estudios de requerimiento de expansión a partir de los resultados del Capítulo de Diagnóstico y la Metodología y Criterios de Planificación de la Transmisión Zonal, presentados en este documento. Para el Sistema Nacional, se ha estudiado, entre otros, la ampliación de la S/E Kimal para permitir la conexión del nuevo enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. En relación con la Transmisión Zonal, se desarrollan análisis concentrándose principalmente en aquellos cuya infraestructura requiere cumplir los criterios de suficiencia, para luego dar paso a un análisis de seguridad de servicio. Para este objetivo, se realizan análisis de capacidad de transporte de las instalaciones en función de la temperatura ambiente a la que están expuestas, determinación de máximas demandas coincidentes y determinación de las cargabilidades de transformadores y líneas de transmisión. El análisis se complementa con la propuesta Metodológica y los Criterios de Planificación de la Transmisión Zonal que han sido desarrollados para esta propuesta.

Recomendación de Expansión de la Transmisión:
Este Capítulo resume la recomendación de obras de expansión de los Sistemas de Transmisión que el Coordinador emite con motivo del presente informe, a la CNE y a la industria en general.

Apéndices:
Este Capítulo indica los apéndices que forman parte de este documento, que incorporan análisis específicos desarrollados como parte de esta propuesta.

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y SUPUESTOS

3.1 OFERTA

De conformidad con el artículo 87° de la Ley, el proceso de Planificación de la Transmisión debe considerar la PELP que desarrolla el Ministerio de Energía, utilizando en este proceso los supuestos más relevantes para la elaboración de los planes de obras de generación de largo plazo, tales como los costos de inversión, los potenciales de generación por zona, y los supuestos para conformación de escenarios energéticos de largo plazo; sin embargo, con la finalidad de dar cumplimiento a los criterios de planificación contenidos en el mismo artículo, y a los desafíos operativos impuestos por la inserción de ERV, es necesario realizar la optimización de los planes de obra considerando la propuesta metodológica presentada en el Informe Proyección de Oferta Eléctrica: Escenarios de Generación para la Planificación de la Red de Transmisión, disponible en el sitio web del Coordinador 1. Sin perjuicio de la metodología utilizada, durante este año se ha realizado una modificación que permite disminuir el espacio de aplicación de criterio para la obtención del resultado final y que dice relación con dos modelos secuenciales, en lugar de dos modelos paralelos, como son el modelo LT1 y LT2 explicados en la referencia anteriormente presentada.

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

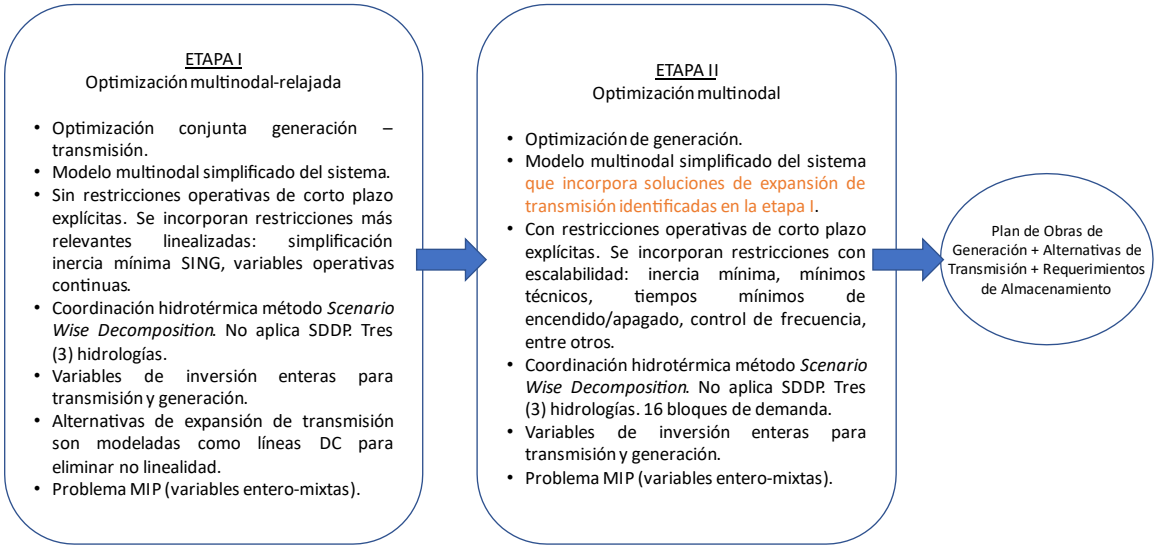


Figura 3-1. Procedimiento de Obtención de Planes de Obra – Departamento de Prospectiva.

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

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

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

Con el objetivo de facilitar el entendimiento de resultados, se hace mención específica de los datos de entrada de demanda, la cual es detallada en la sección 3.5 de este documento, y los costos de inversión para las tecnologías de generación, detallada a continuación.

3.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

En general, para la obtención de los planes de obras en el marco de la Propuesta de Expansión 2021, el Coordinador toma como antecedente la información suministrada por el Ministerio de Energía, la cual se incorpora en el Informe de Actualización de Antecedentes 2020, de la Planificación Energética de Largo Plazo.

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

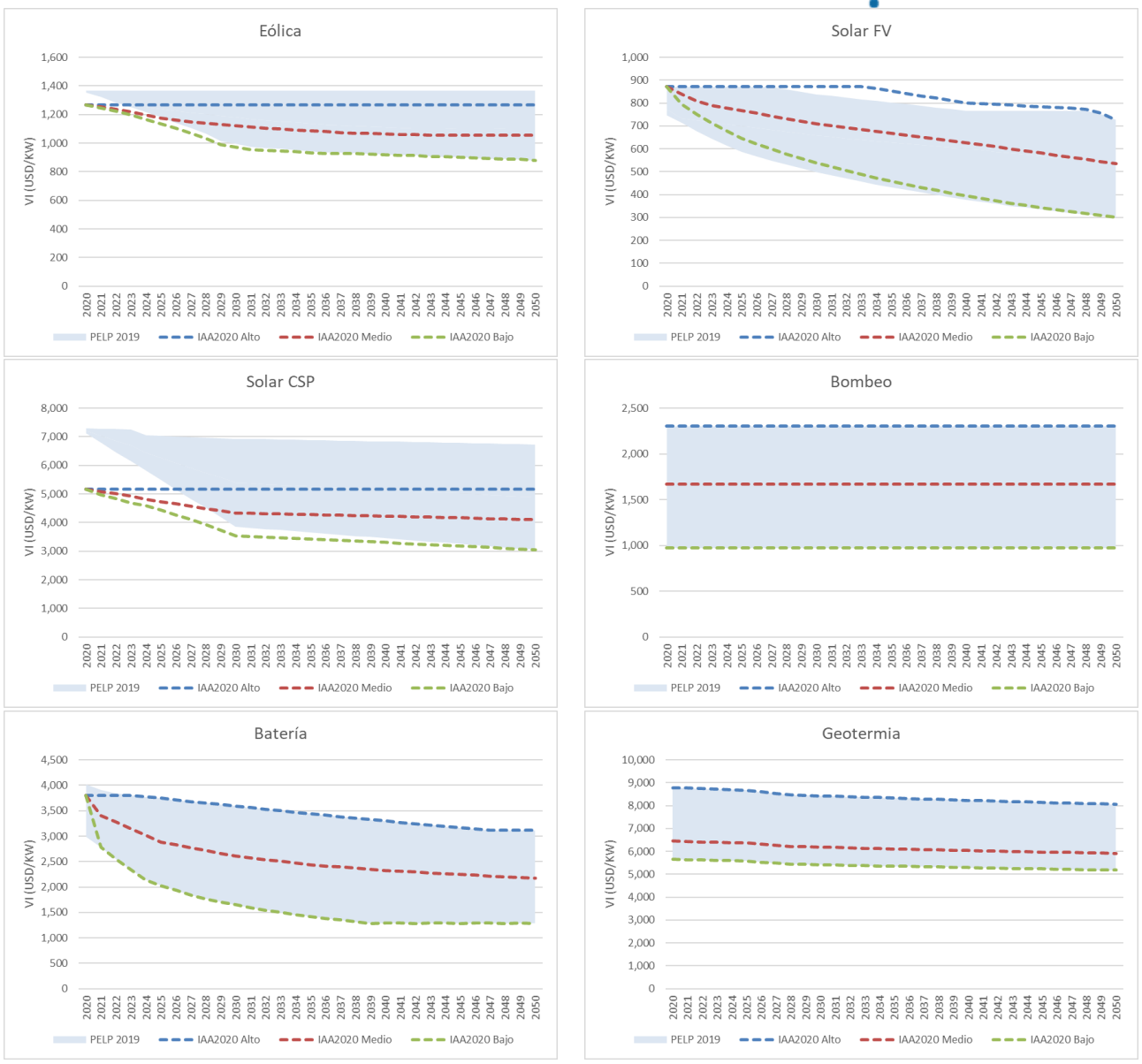


Figura 3-2. Proyección de Costos de Inversión para Tecnologías más Relevantes.

3.1.2 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

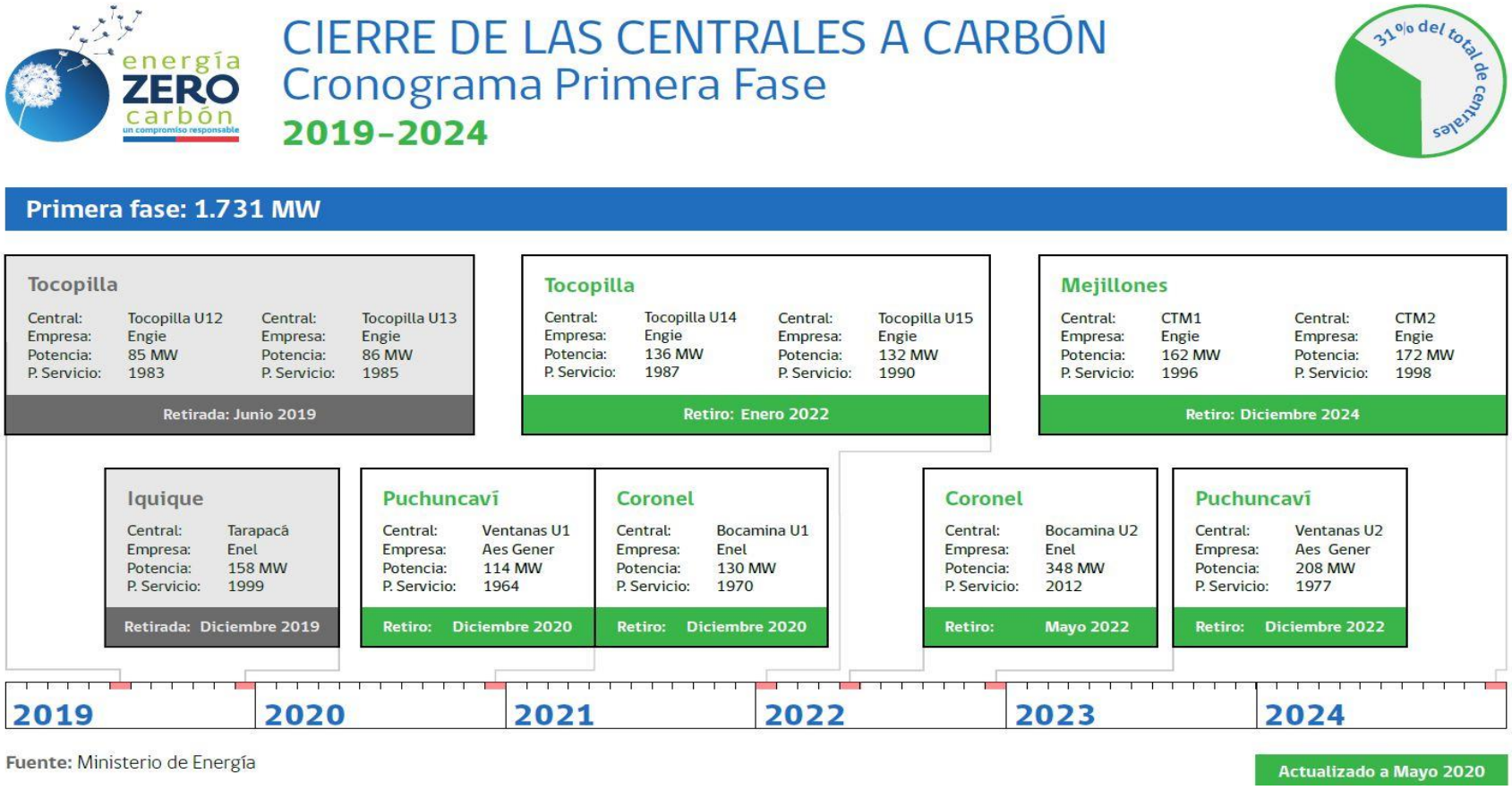


Figura 3-3. Cierre de centrales a carbón, Plan Energía Zero Carbón.

3.1.3 RESULTADOS

3.1.3.1 ESCENARIO A

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

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

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

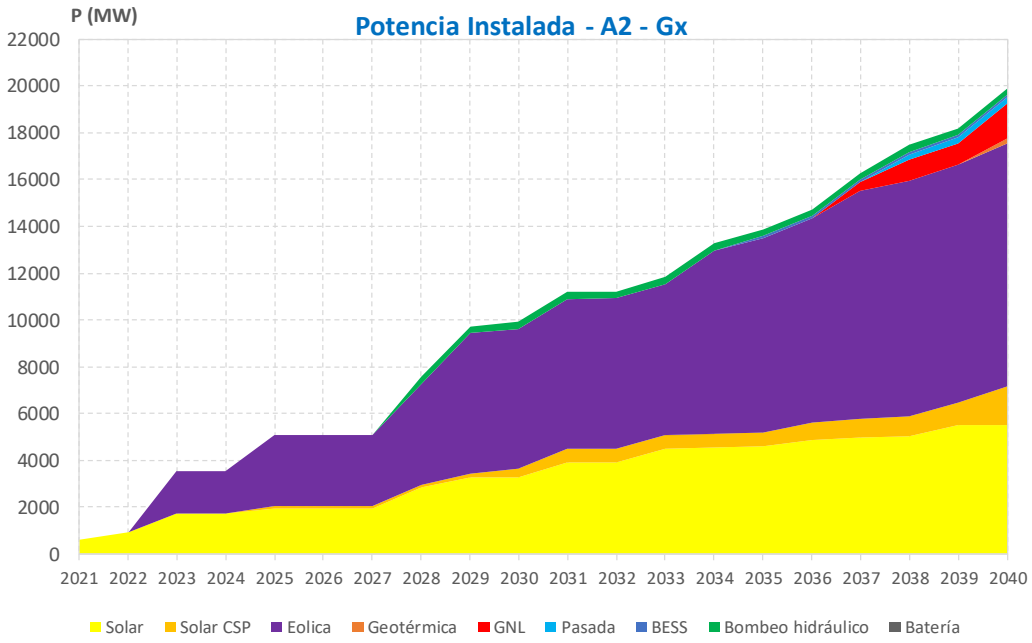


Figura 3-4. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario A.

3.1.3.2 ESCENARIO B

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

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

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

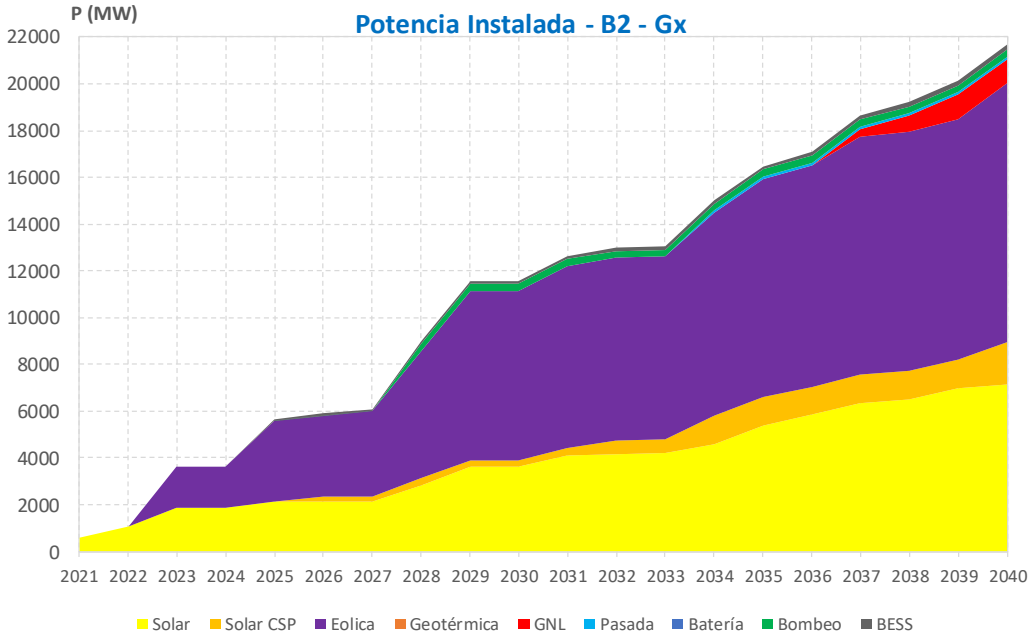


Figura 3-5. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario B.

3.1.3.3 ESCENARIO C

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

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

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

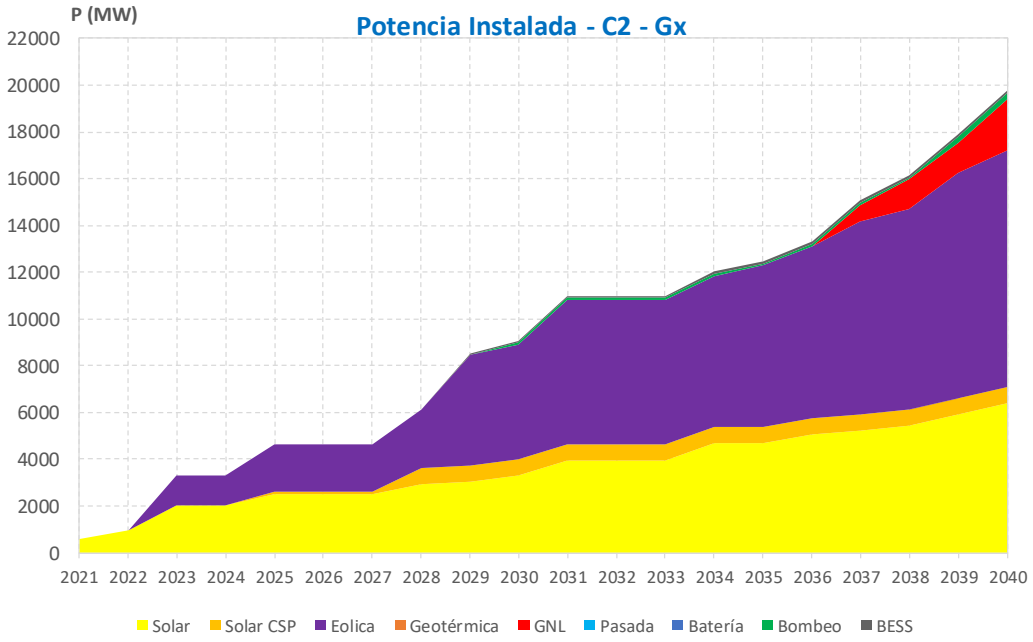


Figura 3-6. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario C.

3.1.3.4 ESCENARIO D

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

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

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

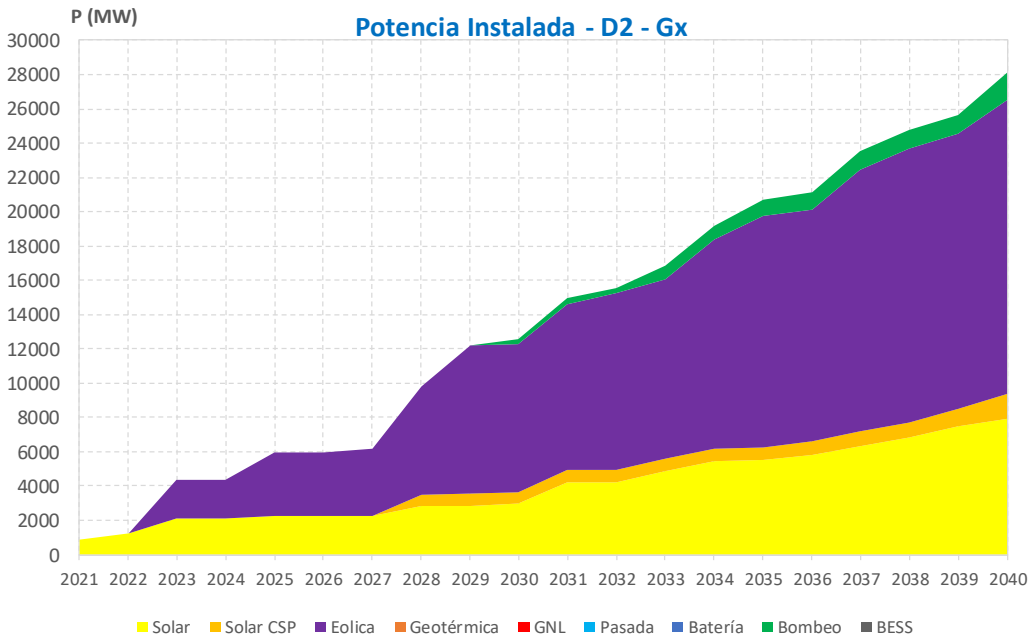


Figura 3-7. Resultados de Potencia Adicional por Tecnología, Escenario D.

3.1.3.5 PROYECTOS EN ETAPA DE CONEXIÓN

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

La aplicación de la metodología ya presentada en los apartados precedentes del documento indica la capacidad de generación que minimiza el costo de inversión y operación para el sistema, desde un punto de vista del conjunto del sistema eléctrico. A su vez, establece la ubicación referencial de los proyectos a partir de una red de transmisión reducida de 21 nodos; por consiguiente, cada uno de estos nodos representa un área más extensa del sistema eléctrico nacional.

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

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

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

La tabla 3-6 presenta los proyectos incorporados, luego del análisis precedente, y que por consiguiente reemplazan parte de la potencia que es sugerida por el modelo de optimización conjunta generación – transmisión. Finalmente se procede a reemplazar los proyectos genéricos obtenidos vía optimización conjunta por aquellos determinados por el Departamento de Acceso Abierto. Este reemplazo busca respetar la tecnología, el año de ingreso y la ubicación relativa.

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

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

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

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

3.2 DEMANDA

La previsión de demanda se realiza a través de una metodología en base al patrón histórico de la relación entre la demanda eléctrica y sus principales variables determinantes, proyectando el consumo eléctrico consistente con los patrones esperados para estos determinantes. De esta metodología se obtienen series de proyección por barra del sistema con resolución mensual para cada año del horizonte 2020 – 2040. La metodología de previsión de demanda es profundizada en el Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2020 – 2040 adjunto en el Apéndice II de este documento, el cual es resumido a continuación.

3.2.1 METODOLOGÍA DE PREVISIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La metodología de previsión de la demanda eléctrica se resume en la figura 3-8, que muestra detalladamente sus tres etapas principales.

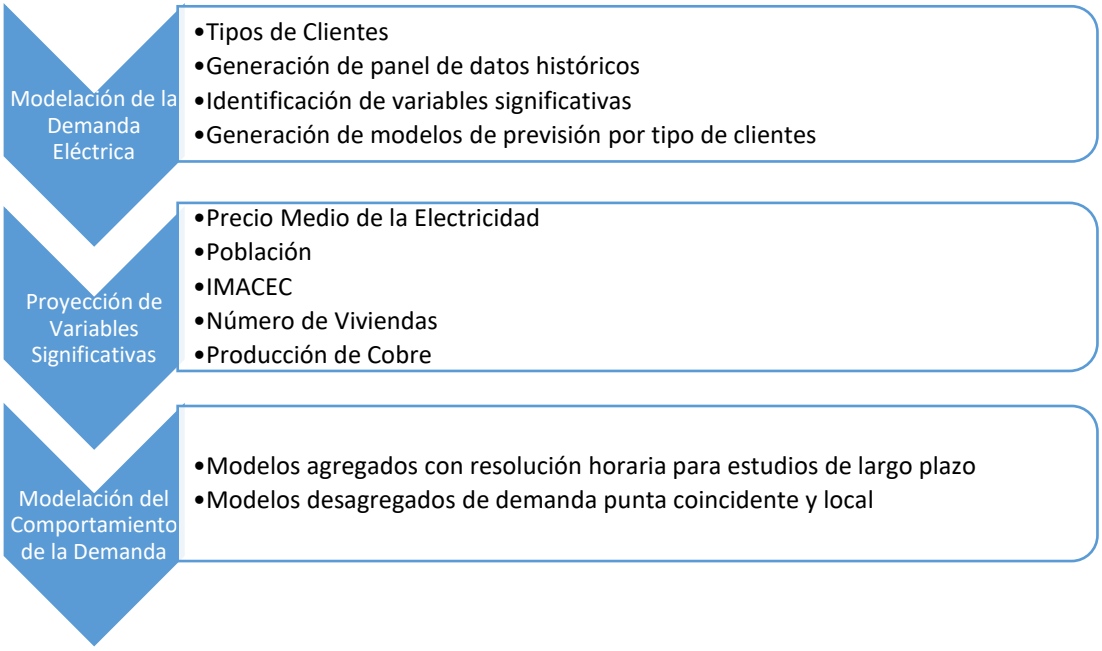


Figura 3-8. Metodología de Previsión de la Demanda Eléctrica.

3.2.1.1 MODELACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

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

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

- **Clientes Libres Productores de Cobre:** No sujetos a regulación de precios. Compuesto por empresas mineras de la industria del cobre que son identificadas en sus respectivas barras.

- **Clientes Libres No productores de Cobre:** No sujetos a regulación de precios. Compuesto por empresas de diversos sectores productivos y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

Los datos históricos de demanda eléctrica utilizados para cada uno de estos clientes comprenden los meses entre enero 2010 y diciembre 2019, y contemplan los retiros en 632 barras pertenecientes a 196 comunas en 14 regiones.

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

Además, se han realizado encuestas a clientes industriales por medio de la carta DE 01576-20 enviada el 30 de marzo de 2020, en la cual se solicitan las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2020 - 2041.

3.2.1.2 PROYECCIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS

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

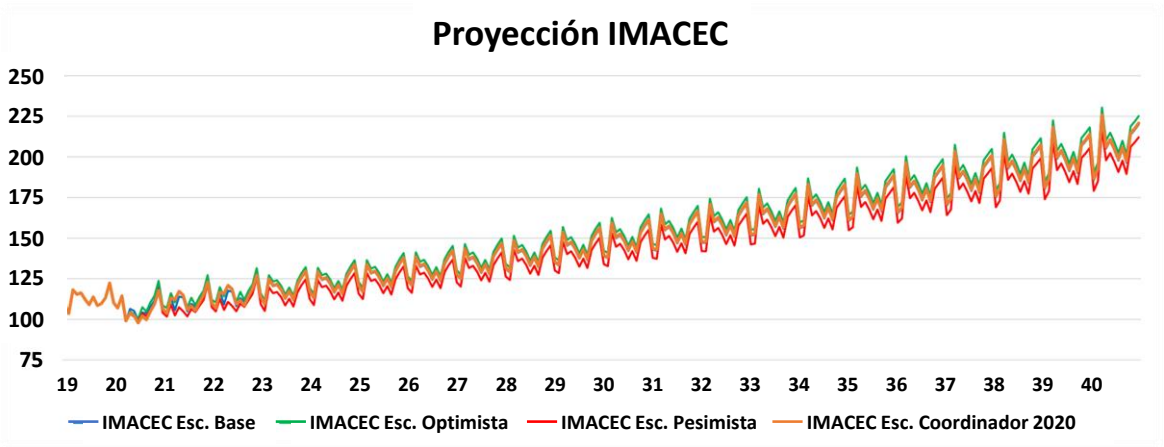


Figura 3-9. Proyección IMACEC.

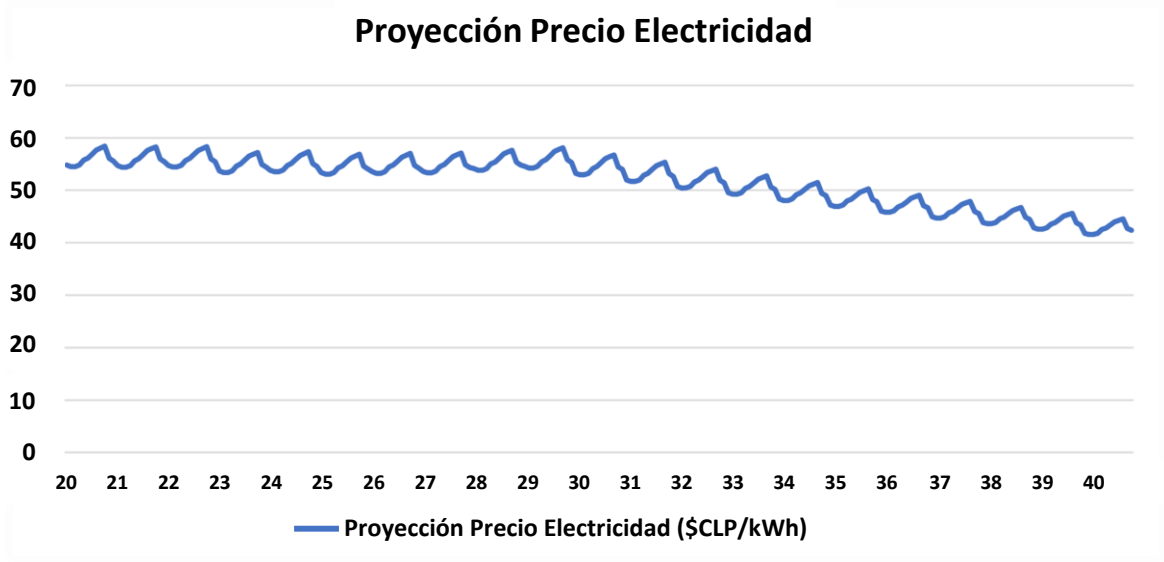


Figura 3-10: Proyección de Precio de la Electricidad.

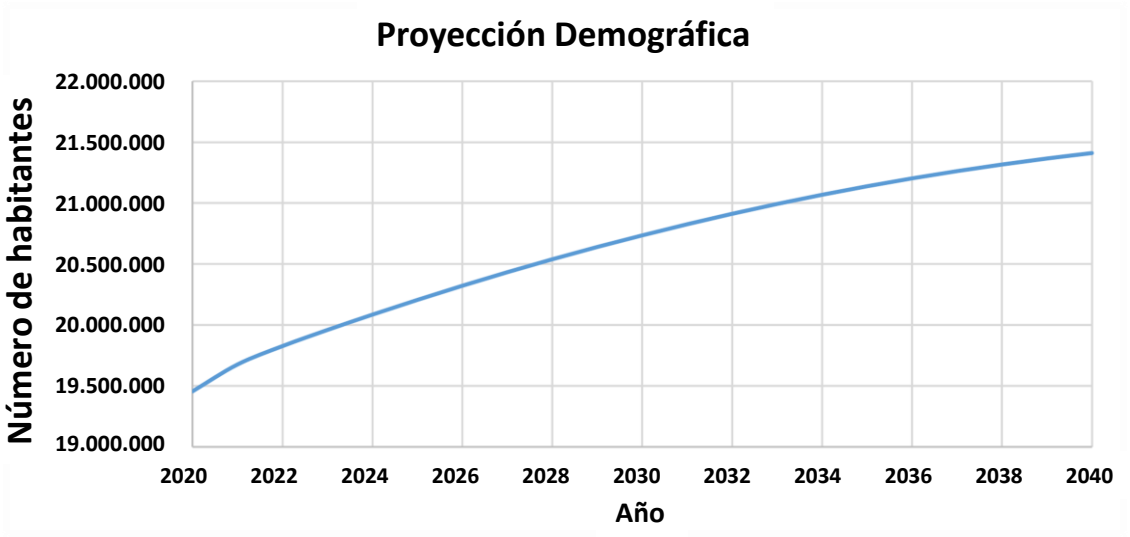


Figura 3-11. Proyección demográfica.

3.2.1.3 MODELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La modelación de la demanda definida por enfoques de largo y mediano plazo. Los estudios de largo plazo requieren un menor detalle en la desagregación de los consumos, pero mayor detalle en la modelación de la distribución horaria de los consumos energía y potencia en cada consumo de interés en el sistema, lo cual se realiza construyendo perfiles de demanda anuales. Por otro lado, los estudios de mediano plazo requieren mayor detalle en la desagregación de los consumos, con el fin de estimar la demanda de potencia que causa la mayor exigencia en los sistemas de transmisión en estudio, lo cual se realiza obteniendo las demandas punta locales y coincidentes. En ambos casos, se utilizan los datos históricos del año anterior a la realización del estudio (año base), los cuales son proyectados de acuerdo con las previsiones energéticas.

3.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2020 – 2040

En la figura 3-12, se muestra la evolución de la distribución de demanda de energía en el periodo 2020 – 2040. De forma similar, la figura 3-13, muestra la demanda proyectada de energía para los clientes regulados. Finalmente, la figura 3-14 y la figura 3-15 presentan respectivamente la proyección de energía para clientes libres cobre y no cobre. Las series completas de proyecciones se encuentran en el Apéndice II de este informe.

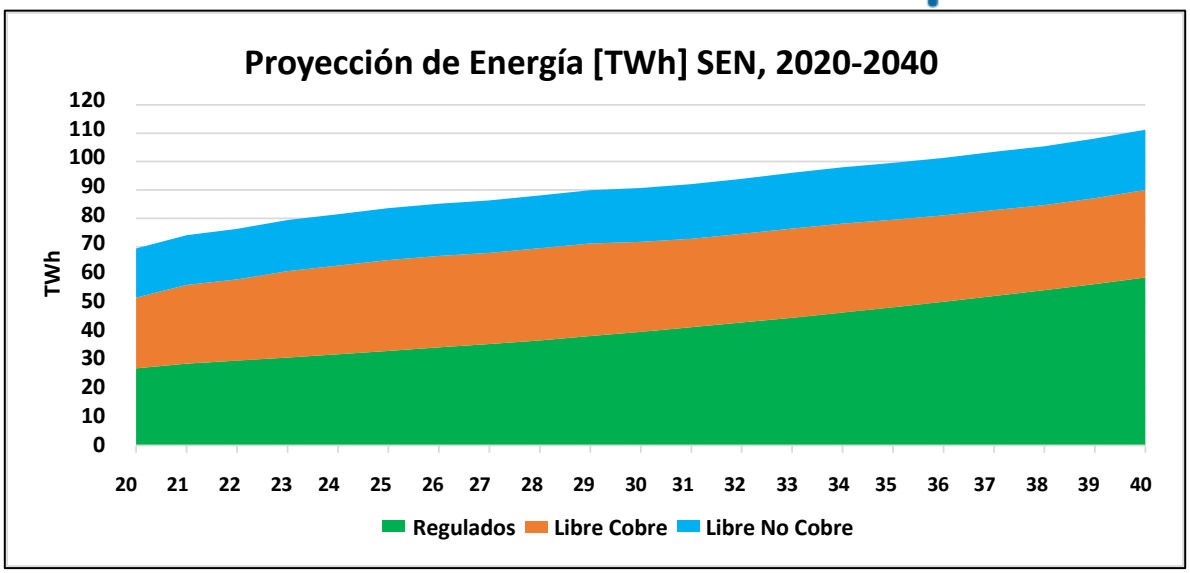


Figura 3-12. Proyección de la demanda nacional de energía 2020 – 2040.

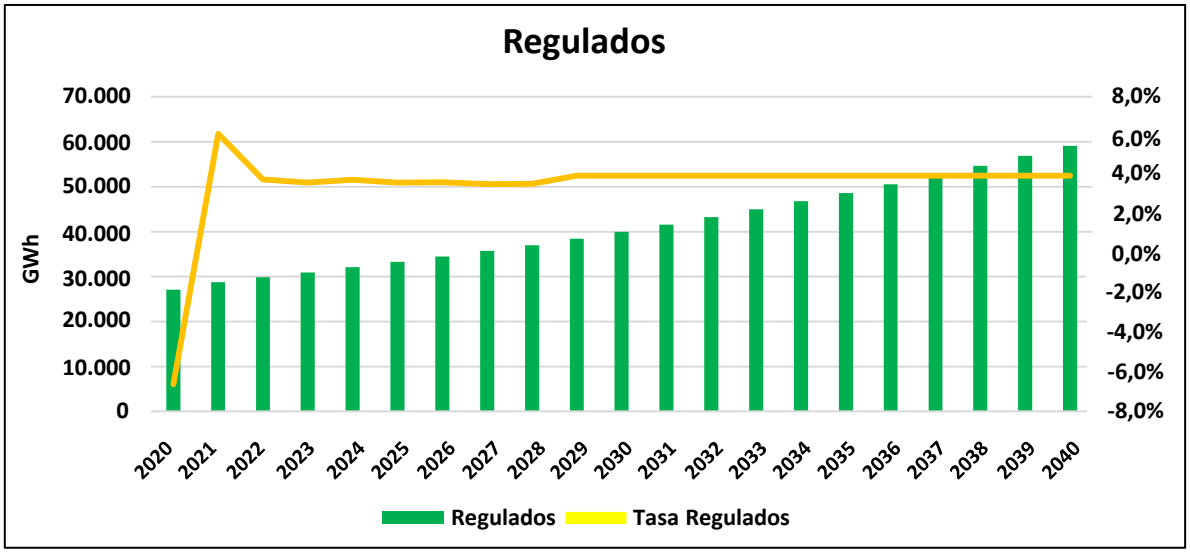


Figura 3-13. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes regulados 2020 – 2040.

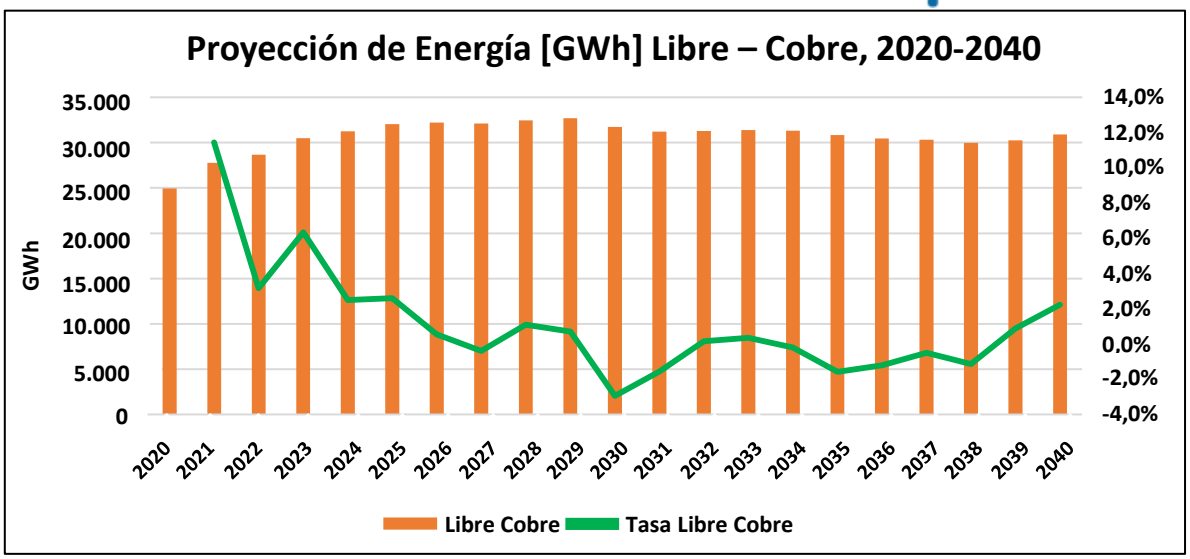


Figura 3-14. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - cobre 2020 – 2040.

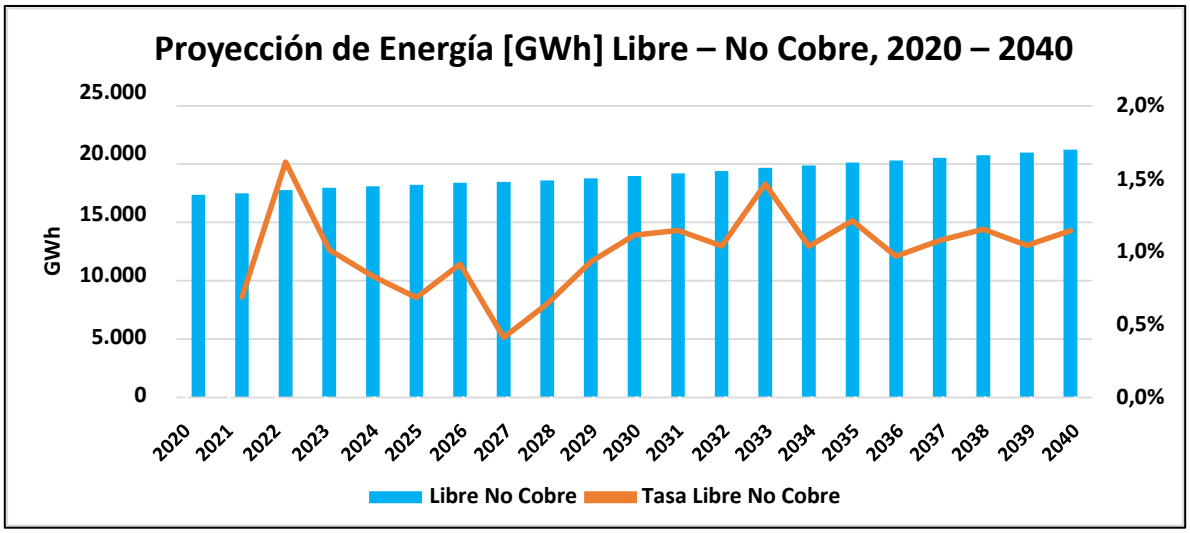


Figura 3-15. Proyección de la demanda nacional de energía de clientes libres - no cobre 2020 – 2040.

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

3.2.2.1 ELECTROMOVILIDAD

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

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

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

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

4 METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

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

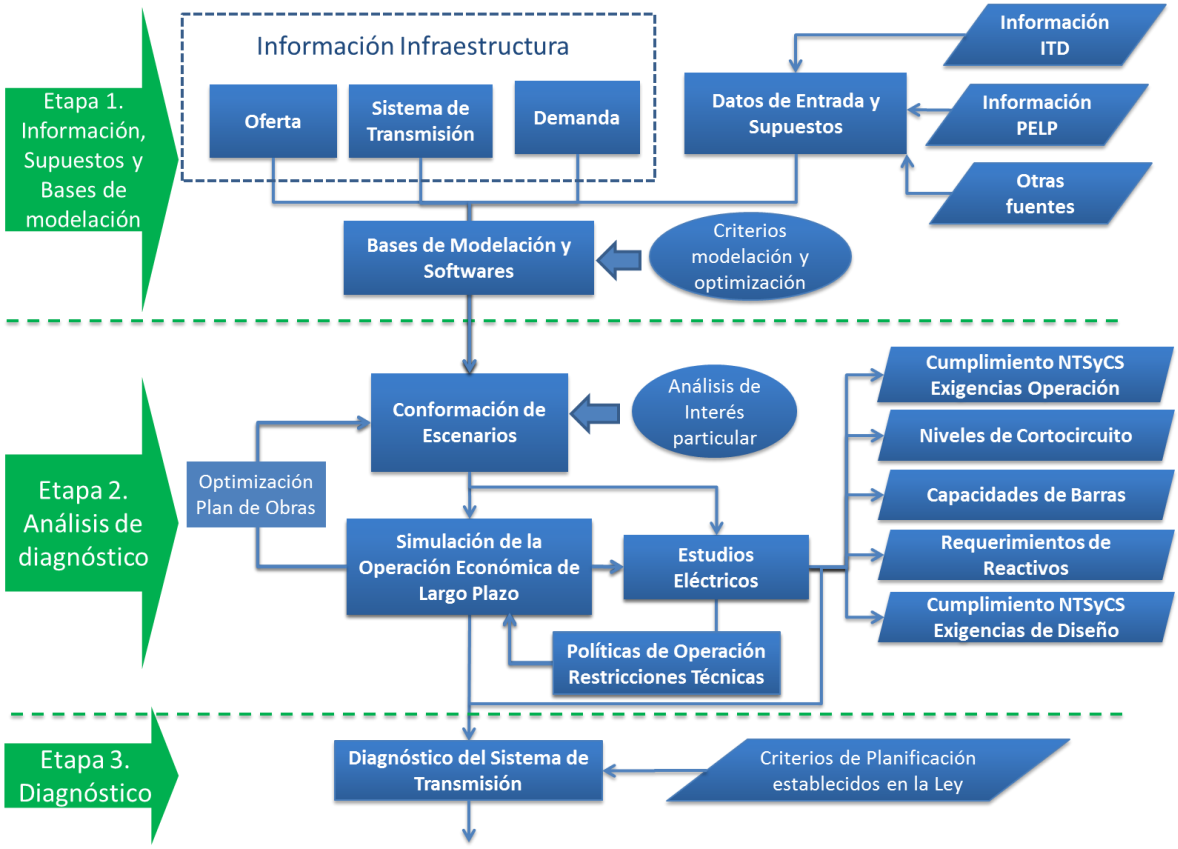


Figura 4-1. Diagrama del proceso Parte 1.

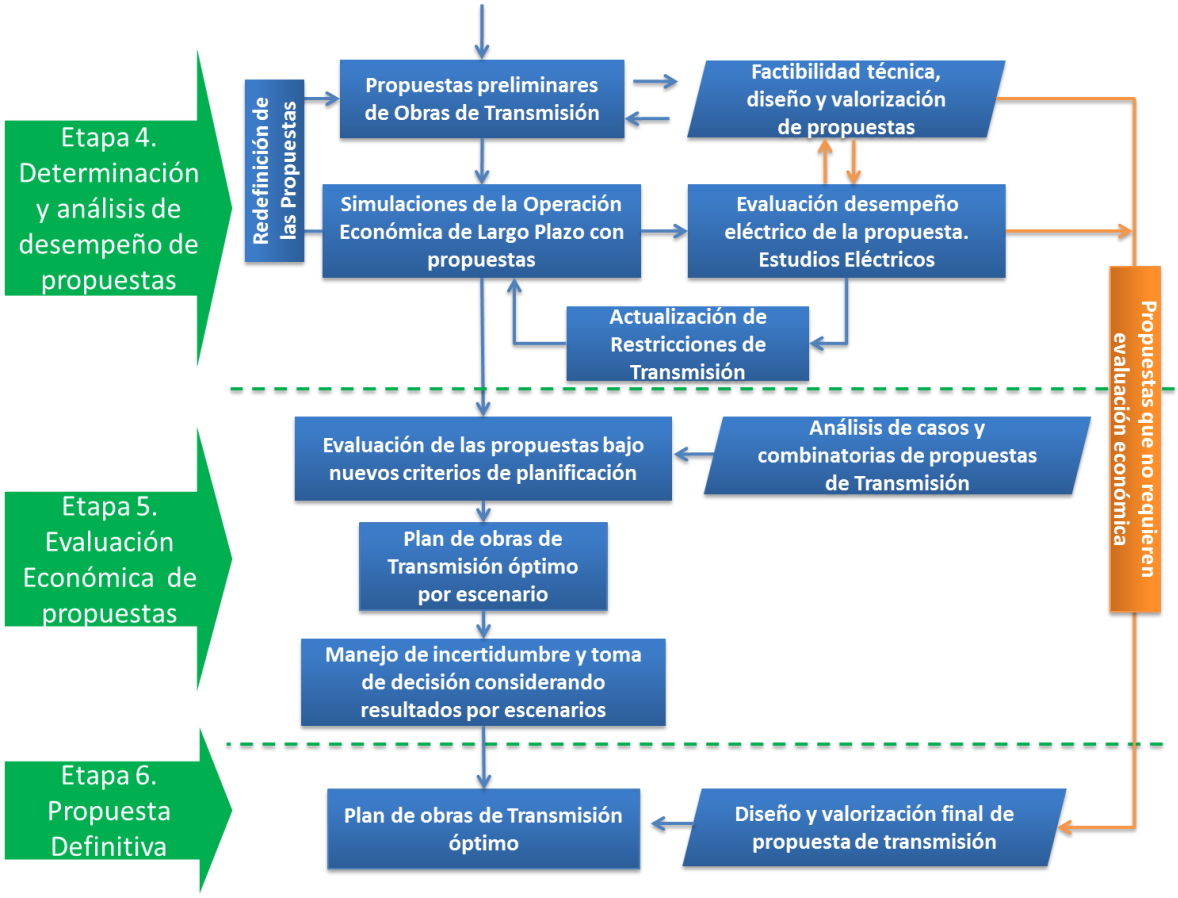


Figura 4-2. Diagrama del proceso Parte 2.

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

A continuación, los resultados de la utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional se presentan para cada zona de análisis por medio de gráficos de distinto tipo, tales como de probabilidad de excedencia, temporales o curvas de duración. En los gráficos de probabilidad de excedencia, se despliegan para cada mes, cuatro niveles de transmisión, correspondientes a las

transferencias esperadas, asociadas a los percentiles 0%, 20%, 80% y 100%. Estos valores se determinan a partir del universo de transferencias simuladas para cada mes, que resultan de considerar 59 series de afluentes hidrológicas y generación eólica y solar; lo anterior, da origen a un igual número de despachos posibles determinados para cada bloque de demanda modelado. De esta manera, las curvas no representan trayectorias de transferencias ordenadas en forma temporal para una determinada secuencia de operación, sino que niveles de transmisión de igual probabilidad de ocurrencia para las diversas condiciones hidrológicas, ventosas y de radiación solar simuladas a lo largo del horizonte de planificación. Complementariamente, en casos justificados, se utilizan gráficos temporales en donde se muestran las trayectorias de flujos para tres condiciones hidrológicas.

4.1.1 CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN

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

4.1.1.1 SOFTWARE UTILIZADO

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

a) Como herramienta para el análisis de la simulación de la operación en el tiempo, se utilizan los softwares Plexos y PLP. Dichos softwares, incluyen módulos para la simulación de largo plazo del sistema y de coordinación hidrotérmica.
b) Como herramienta para el análisis de cumplimiento de la NTSyCS y la determinación de las restricciones de transmisión, se utiliza el software Power Factory de DIgSILENT, con el cual se efectúan los correspondientes estudios de sistemas eléctricos.

4.1.1.2 DEFINICIONES PARA LA MODELACIÓN EN EL LARGO PLAZO

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

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

- ✓ *Bloques de Demanda:* Se consideran, en general, 10 bloques mensuales para el horizonte de planificación. La duración de cada bloque se define a través del uso de técnicas matemáticas que buscan minimizar el error de aproximación que se obtiene al modelar una curva de demanda continua a través de una curva de demanda discreta. Adicionalmente,

los bloques definidos buscan compatibilizar una buena representación de la variación de la demanda con la variabilidad de los perfiles horarios de generación ERV.

- ✓ *Perfil ERV:* Las unidades ERV se modelan mediante un perfil horario de generación por zona, el cual se reordena de modo que la generación del parque que se desea representar sea coincidente con la demanda horaria del sistema.
- ✓ *Horizonte de evaluación:* El análisis de expansión de la transmisión considera un horizonte de análisis de 20 años, siendo 2020 el año de inicio.

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

- ✓ *Pérdidas de las Líneas y transformadores:* El sistema de transmisión es modelado con pérdidas con una aproximación lineal por tramos.
- ✓ *Restricciones de Transmisión:* Se modelan las restricciones de transmisión con criterio N-1 de acuerdo con los proyectos considerados y a las limitaciones encontradas mediante los estudios eléctricos.
- ✓ *Metodología de Coordinación Hidrotérmica PLP*: Para la coordinación hidrotérmica en PLP, se utilizan 59 series hidrológicas históricas simuladas, de manera independiente (fase de operación/simulación), previa determinación de la aproximación de la Función de Costos Futuros (FCF) esperados para cada escenario (fase de optimización).
- ✓ *Metodología de Coordinación Hidrotérmica Plexos*: Para la coordinación hidrotérmica en Plexos, se utiliza la metodología *Scenario Wise Decomposition*, que reduce la muestra completa a 12 series representativas para realizar las simulaciones de manera independiente.
- ✓ *Número de Series Hidrológicas:* 59, con información histórica desde 1960 a la fecha.
- ✓ *Costo de falla de larga duración (CFLD):* Se considera el CFLD definido en la NTSyCS vigente y actualizado en la Resolución Exenta N°318/2017.

4.1.1.3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

4.1.1.3.1 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

En aquellas instalaciones del sistema de transmisión en que se detecta la necesidad de evaluar una posible expansión, se modelan proyectos a considerar como alternativas de solución. A continuación, se realizan dos simulaciones de operación, para las situaciones con y sin proyecto, en base a una misma política de gestión de embalses. De cada simulación se obtienen los costos de generación térmica, la energía de falla valorizada a costo de falla de larga duración y el agua embalsada al final del horizonte de planificación valorizada a costo marginal[2], los cuales se consolidan como el promedio sobre las series hidrológicas simuladas. Con los resultados obtenidos de ambas simulaciones, se calcula el valor actual neto (VAN) en caso el proyecto se realice, restando

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

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

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

Todo lo anterior se enmarca en un proceso de evaluación social de las alternativas de expansión. De esta forma, y en consistencia con lo expuesto en el artículo 87° de la Ley 20.936/2016, la tasa de actualización utilizada es 6%, que corresponde a la tasa determinada por el Ministerio de Desarrollo Social[3] para este tipo de inversiones.

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

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

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

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

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

Tabla 4-1. Metodología de la evaluación económica[4]

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

Periodo de inversión

Fecha Puesta en Servicio

Periodo de operación

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

4.1.1.3.2 CRITERIO *MINIMAX REGRET*

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

[4] El VI utilizado no incorpora los intereses intercalarios

En una primera etapa, cada uno de los escenarios generación-demanda en análisis es asumido como certero y se define bajo sus supuestos el plan óptimo de expansión en transmisión, mediante la metodología descrita en el punto anterior. Cada plan óptimo de expansión encontrado es considerado como una posible alternativa de expansión en la transmisión que es evaluada considerando cumplimiento de un escenario distinto al que origina dicho plan, de modo de calcular el arrepentimiento o aumento de costos en caso de haber escogido esa alternativa. Finalmente, se selecciona la alternativa que minimiza el máximo arrepentimiento.

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

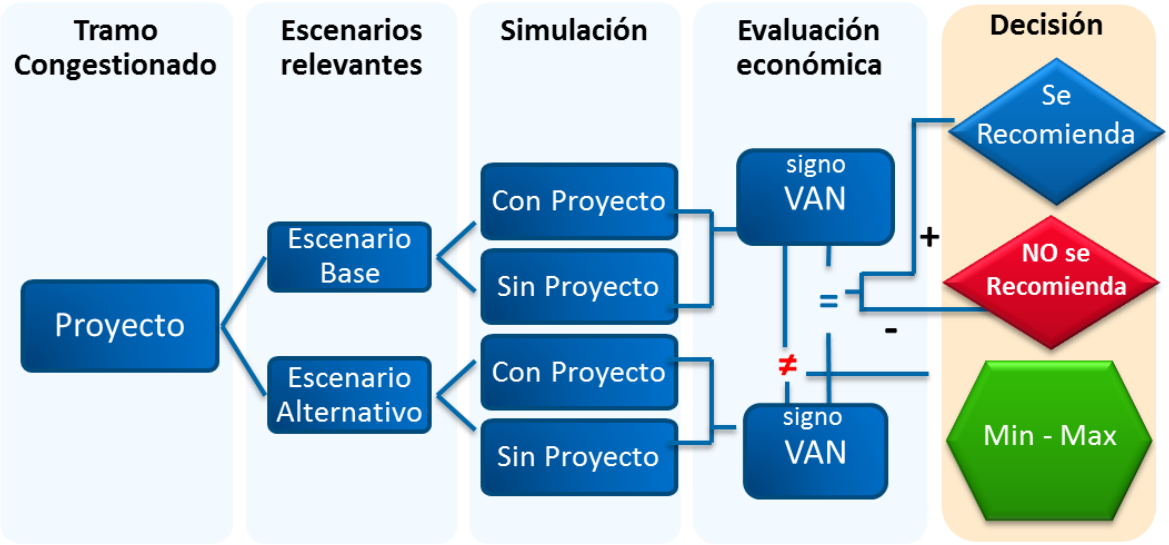


Figura 4-3. Metodología *minimax regret*.

4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ZONAL

4.2.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

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

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

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

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

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

a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones extremas;
b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el Artículo 86°; y
d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

A partir de lo establecido en la ley y considerando los avances realizados por la autoridad en los talleres de Planificación de la Transmisión con Expertos Locales, se puede realizar una clasificación que permite alinear estos contenidos con ejes definidos de; suficiencia del sistema; seguridad y resiliencia; y, mercado común y competencia; los que llevan a contemplar las holguras o redundancias necesarias, como se muestra en la figura 4-5.

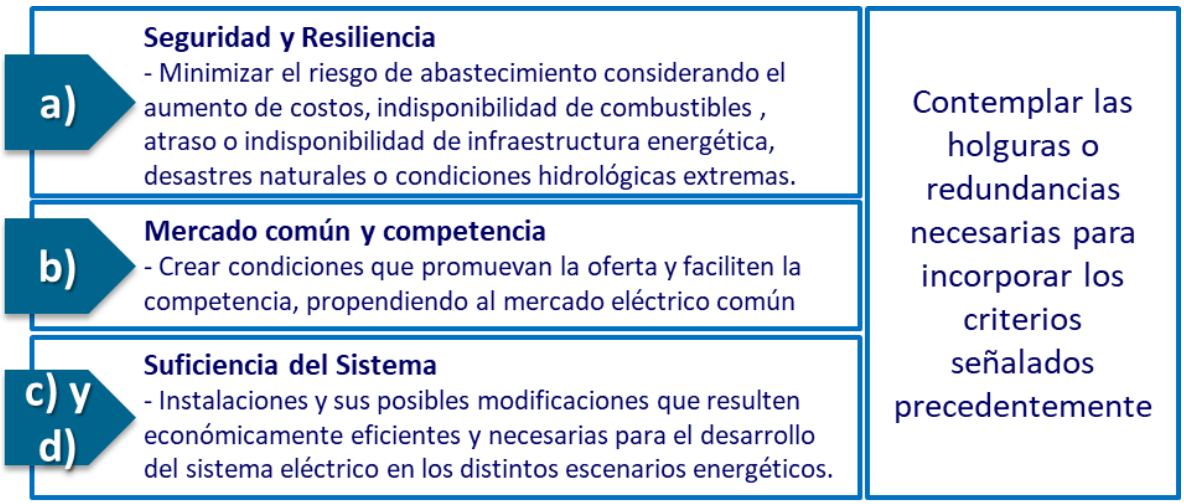


Figura 4-5. Clasificación contenidos Artículo 87°.

4.2.2 BASES CONCEPTUALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

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

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

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

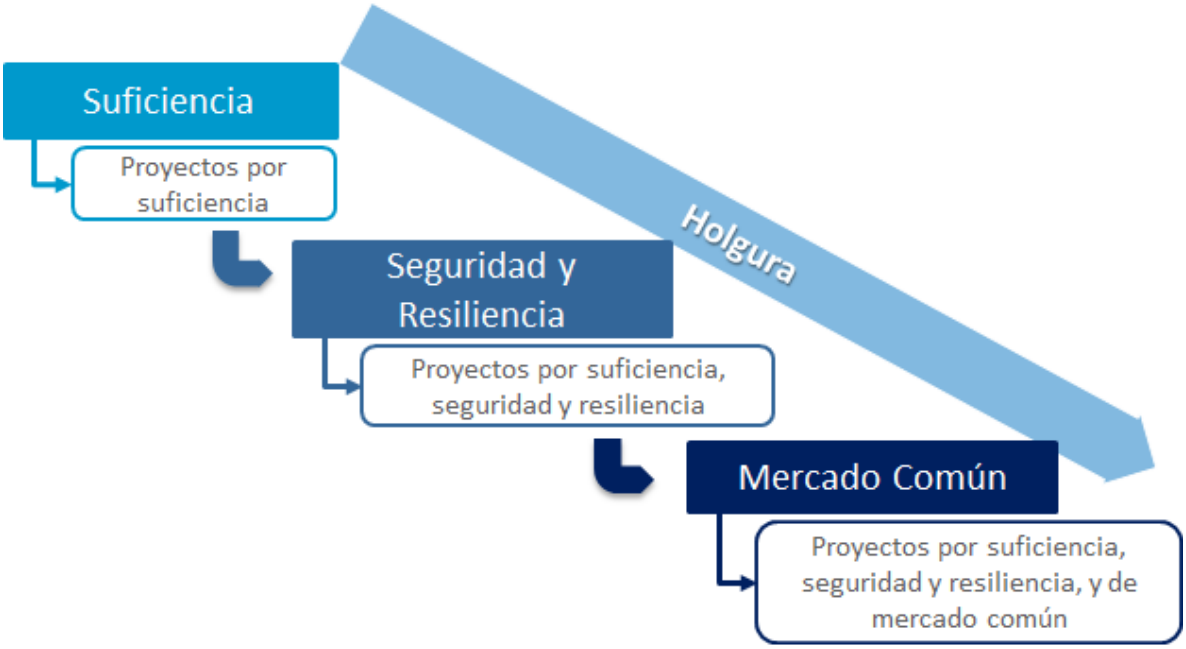


Figura 4-6. Esquema de elaboración de PCET.

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

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

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

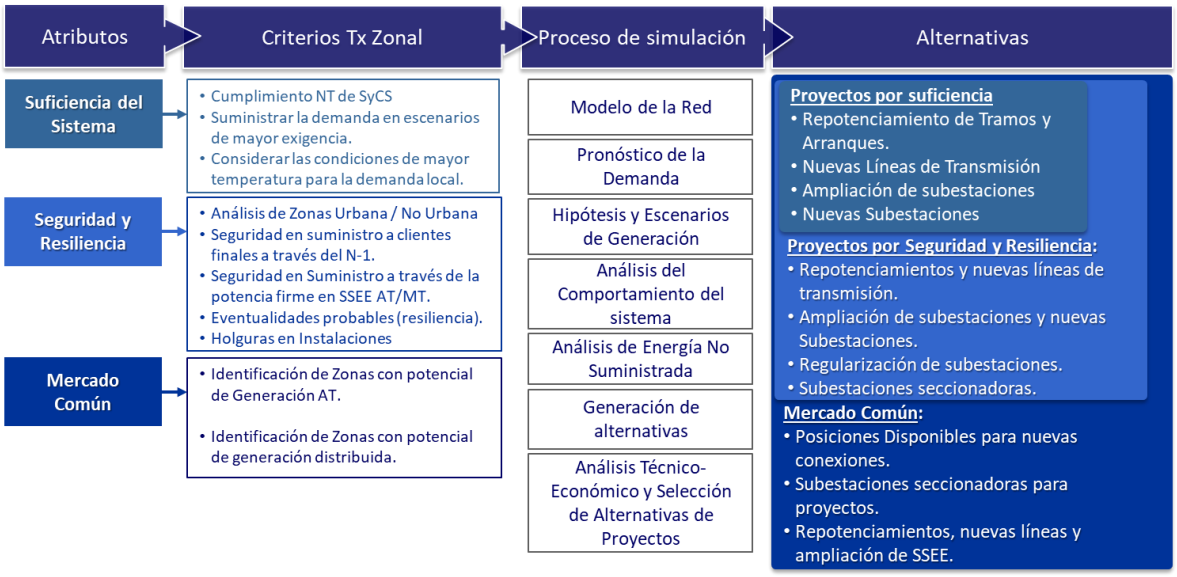


Figura 4-7. Conceptualización del proceso metodológico de planificación del sistema de transmisión zonal.

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

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

Criterios		
Suficiencia	**Seguridad y Resiliencia**	**Mercado Común**
• Suministrar la demanda en escenarios de mayor exigencia • Considerar las condiciones de mayor temperatura para la demanda local • Incorporar restricciones operativas	• Criterio N-1 • Criterios de potencia firme en subestaciones • Eventualidades de alto impacto poco probables	• Identificación de zonas con potencial de generación AT • Identificación de zonas con potencial de generación distribuida.
Holgura		

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

4.2.3 METODOLOGÍA APLICADA

La aplicación de la metodología empleada para diagnosticar los sistemas de transmisión zonal se ha elaborado en dos etapas. La primera, corresponde al análisis de cargabilidad de los transformadores AT/MT; la segunda, diagnostica los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y

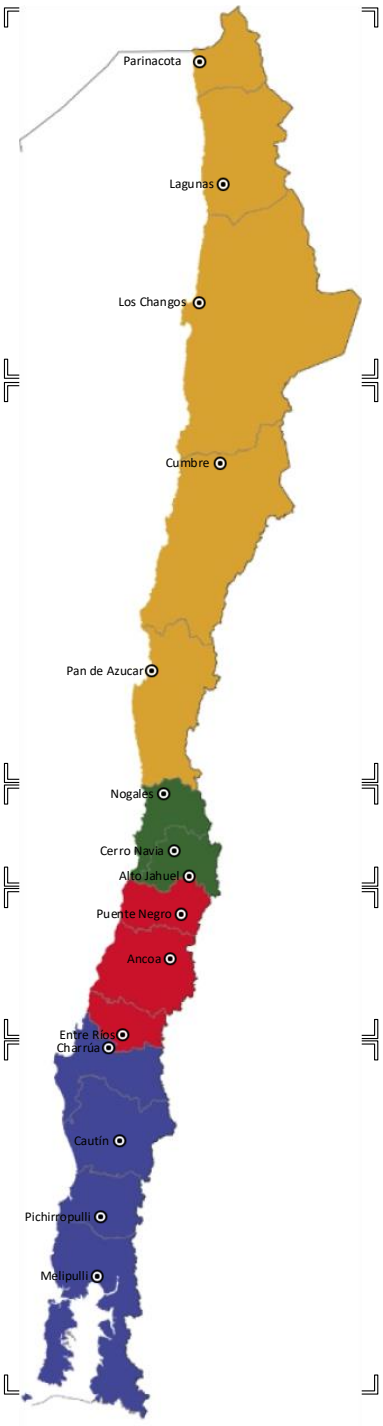
transformadores AT/AT. Estas instalaciones han sido evaluadas por separado, dado que la lógica para diagnosticar ambos grupos es de diferente naturaleza. El diagnóstico de las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT se realiza desde la perspectiva global del sistema zonal y su vínculo con el sistema nacional, considerando demandas coincidentes en la zona; por el contrario, los transformadores AT/MT se han evaluado a partir de la demanda máxima registrada en cada unidad específica.

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

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

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

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



Zona Arica – Diego de Almagro

Zona Diego de Almagro – Quillota

Zona Quinta y Metropolitana

Zona Alto Jahuel – Charrúa

Zona Charrúa – Chiloé

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

4.2.3.1 METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

La metodología empleada para el diagnóstico de los transformadores ubicados en las subestaciones primarias de distribución es presentada en el diagrama de la figura 4-9.

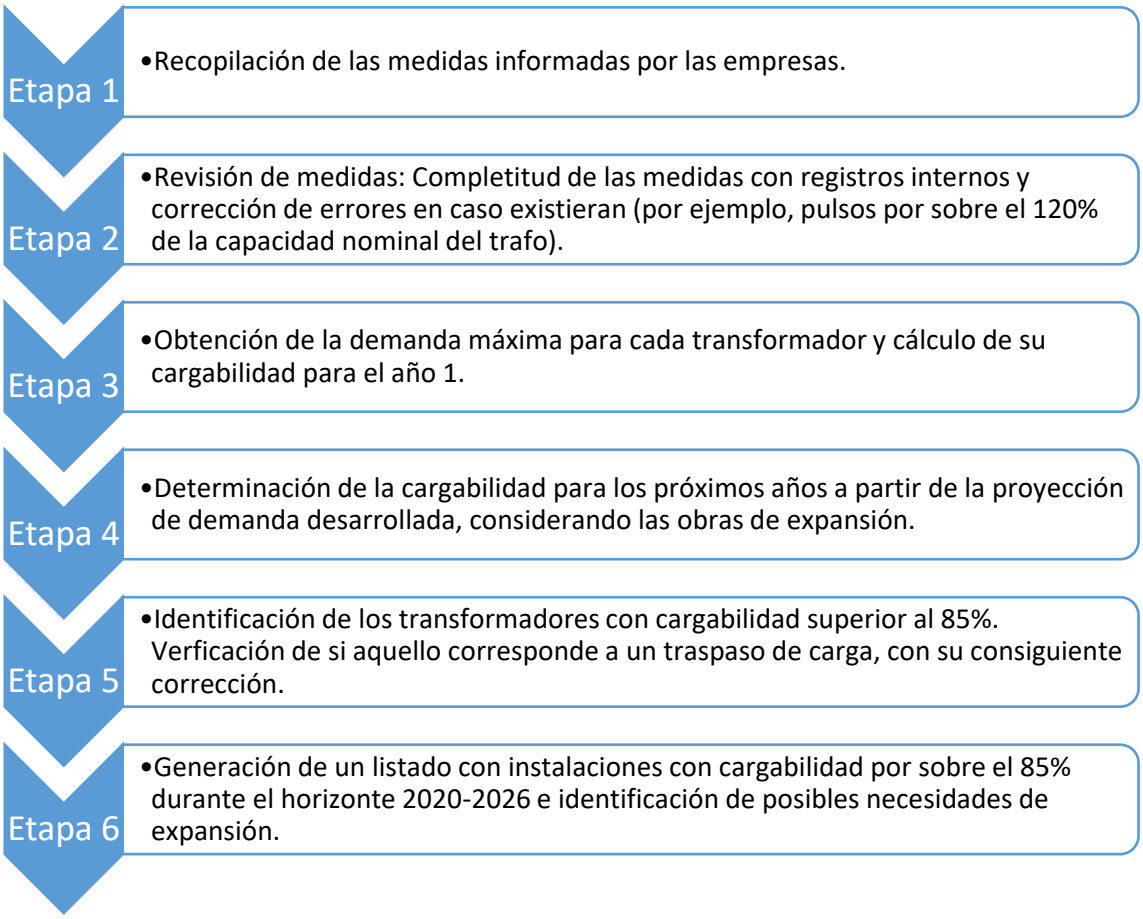


Figura 4-9. Esquema Metodológico para Transformadores AT/MT.

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

Las proyecciones de demanda para cada transformador fueron realizadas a partir de las tasas de crecimiento obtenidas de modelos de proyección de demanda 2020 - 2040 para cada barra específica, los cuales incorporan las variaciones de la demanda eléctrica respecto de proyecciones de la actividad económica del país (a través del IMACEC), proyecciones de población (INE), y

variaciones de los precios de energía (costo marginal), lo cual es detallado en Informe de Previsión de Demanda Eléctrica 2020 – 2030 adjunto en el Apéndice II de este informe.

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

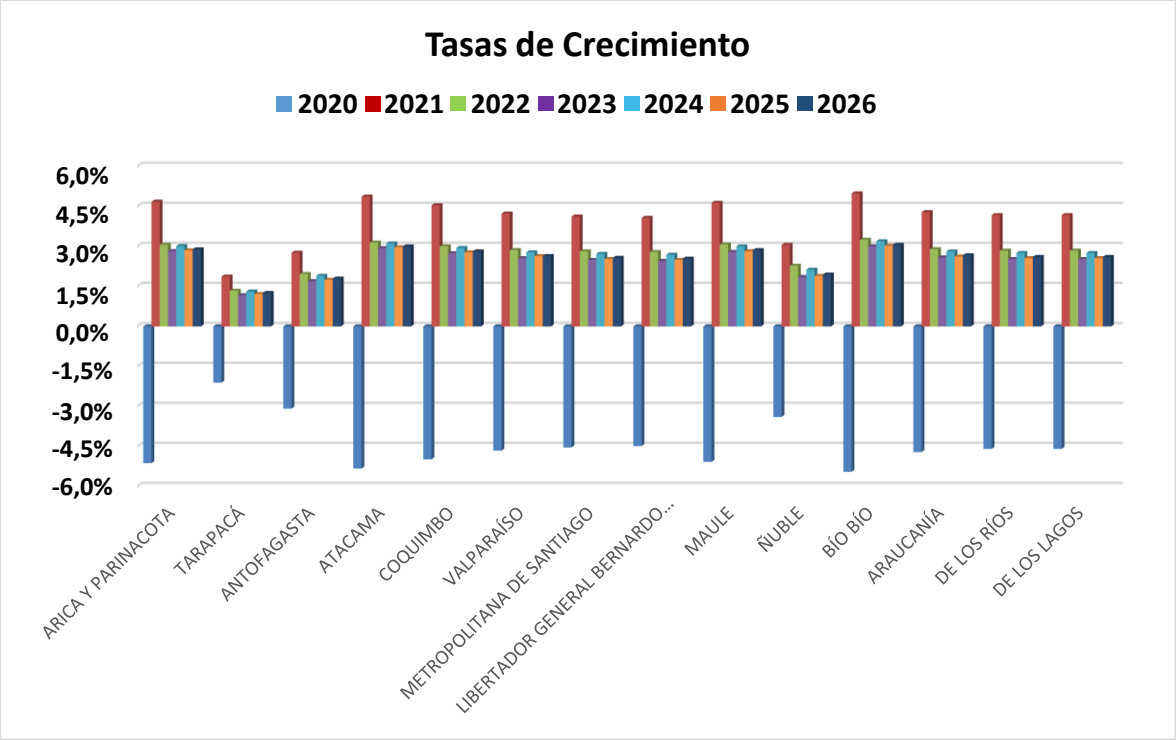


Figura 4-10. Tasas de crecimiento por regiones periodo 2020-2026.

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

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

- DE N°231 del 27 de agosto de 2019, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2018.
- DE N°171 del 7 de septiembre de 2020, fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2019.
- DE N°185 del 24 de septiembre de 2020, fija obras nuevas de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, del plan de expansión del año 2019.

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

Las instalaciones con cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis 2020-2026 se analizan en profundidad, con el objetivo de determinar si esto se debe a errores en las medidas o producto de traspasos de carga que haya realizado la empresa debido a contingencias en la zona. Ante la eventualidad de uno de los casos indicados, se procede a corregir las medidas en caso de error o a utilizar la demanda máxima del periodo en que no se presenten traspasos de carga. Adicionalmente, cabe indicar que se identifican transformadores con alto nivel de cargabilidad; sin embargo, en la misma subestación existen unidades con amplia capacidad disponible, por cuanto se espera que la empresa distribuidora realice las obras menores pertinentes para posibilitar el abastecimiento de la demanda durante los próximos años. En este contexto, se genera un listado con las instalaciones críticas del sistema.

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

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

Empresa Propietaria	N° de transformadores informados	Estado de recepción de la información
CGE Distribución S.A.	358	Recibida
Chilquinta Energía S.A.	59	Recibida
Colbún S.A.	5	Recibida
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER LTDA	1	No Recibida
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó LTDA.	3	Recibida
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	7	Recibida
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	5	Recibida
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	1	No Recibida
Engie Energía Chile S.A.	21	Recibida

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

4.2.3.2 METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES AT/AT

De forma similar al caso de transformación AT/MT, se ha considerado pertinente y urgente diagnosticar en detalles en este ejercicio de planificación, el estado de suficiencia de las instalaciones zonales correspondientes a líneas de transmisión y transformación AT/AT. La figura 4-11 presenta un esquema de la metodología considerada en el diagnóstico de líneas de transmisión y transformadores AT/AT.

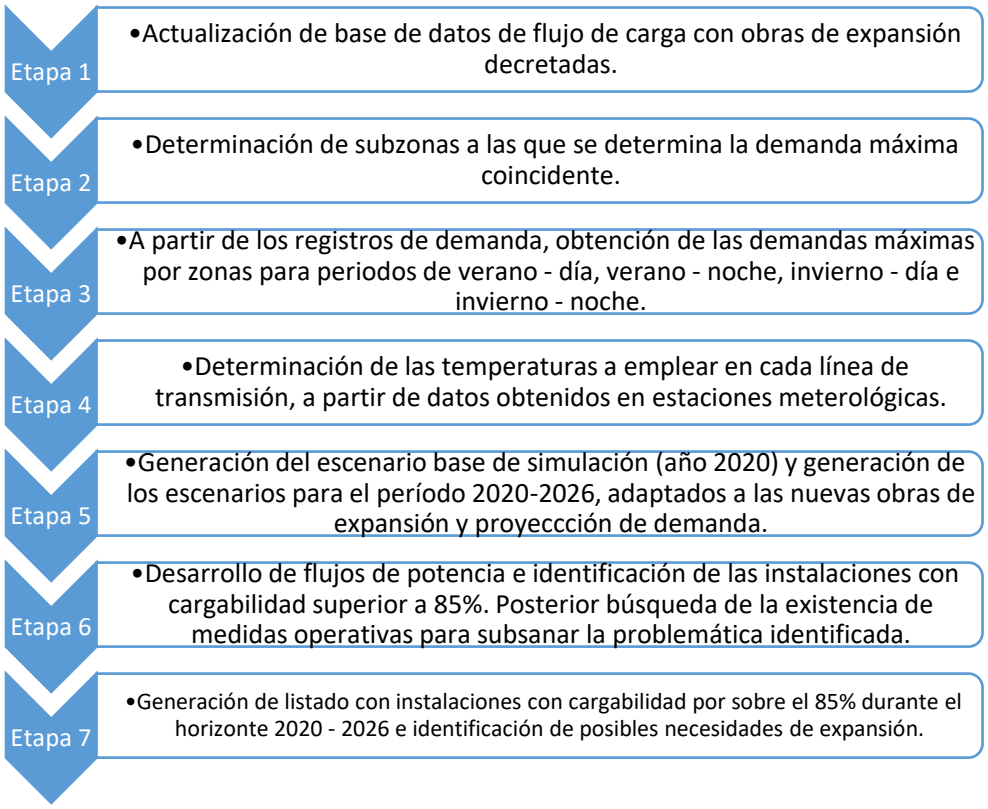


Figura 4-11. Esquema Metodológico para Transformadores AT/AT y Líneas de Transmisión.

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

Cabe indicar que el modelo considera la información contenida en la base de datos de Información Técnica del Coordinador[5].

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

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

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

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

[5] Sitio web de Información Técnica del Coordinador: https://infotecnica.coordinador.cl/

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

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

4.3 ESTUDIOS ESPECÍFICOS DE METODOLOGÍAS Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

Como etapa previa al desarrollo de la propuesta de expansión de la transmisión durante el proceso 2021, se han desarrollado una serie de estudios que establecen y reúnen metodologías y criterios de planificación que complementan a los desarrollos existentes, permitiendo:

- Estandarizar el desarrollo de instalaciones zonales según zonas.
- Facilitar el proceso de definición de obras zonales.
- Facilitar los procesos de licitación y reducir costos en licitaciones.
- Aportar a la resiliencia del sistema.
- Mejorar los índices de Seguridad y Calidad de Servicio.

La figura 4-12 resume los estudios específicos desarrollados en el contexto del desarrollo de metodologías y criterios de planificación de la transmisión zonal.

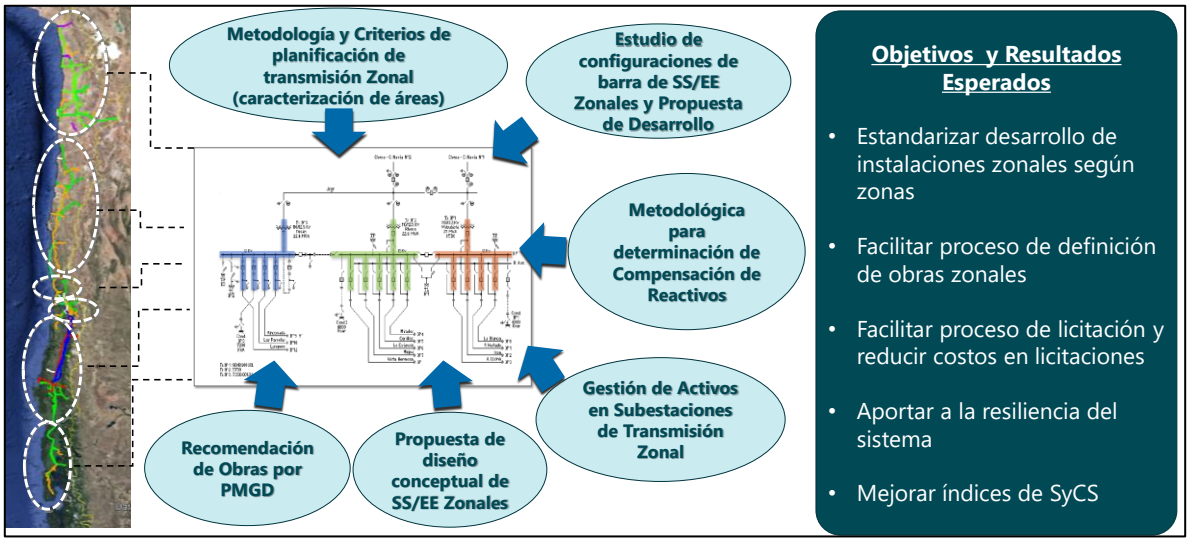


Figura 4-12. Estudios desarrollados en el contexto del desarrollo de metodologías y criterios de planificación de la transmisión zonal.

A continuación, se presenta un resumen de los distintos estudios desarrollados y sus principales resultados.

4.3.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN ZONAL

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

Esta estandarización se logra a través de una clasificación de instalaciones que minimiza diferencias de características de densidad para miembros de un mismo grupo, permitiendo una definición de criterios de planificación coherente entre todos estos.

Esta metodología se basa en las etapas resumidas en la figura 4.13.

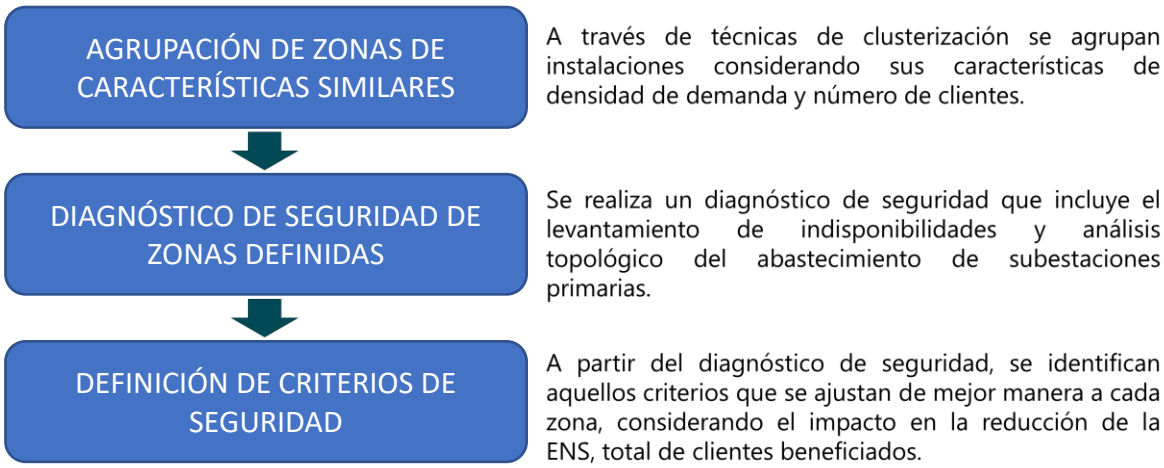


Figura 4.13. Etapas de estandarización de criterios.

4.3.1.1 AGRUPACIÓN DE ZONAS DE CARACTERÍSTICAS SIMILARES

Para agrupar las instalaciones en zonas de características similares se utilizan las características de número de clientes abastecidos, demanda punta y densidad de demanda por cliente en cada subestación primaria de distribución. Luego, se entregan estas características como entrada a un algoritmo de clusterización denominado *K-Means* que utiliza un proceso iterativo en el que se van ajustando los grupos, minimizando las diferencias entre sus miembros a través de la resolución de un problema de optimización. Finalmente, a través de un criterio experto, se va ajustando el modelo hasta obtener resultados que sean coherentes para cada subestación en cada grupo.

El resultado de la clusterización en el espacio tridimensional de clientes, demanda y densidad de demanda por clientes se muestra en la figura 4.14. En la tabla 4-4 se muestra la lectura del resultado.

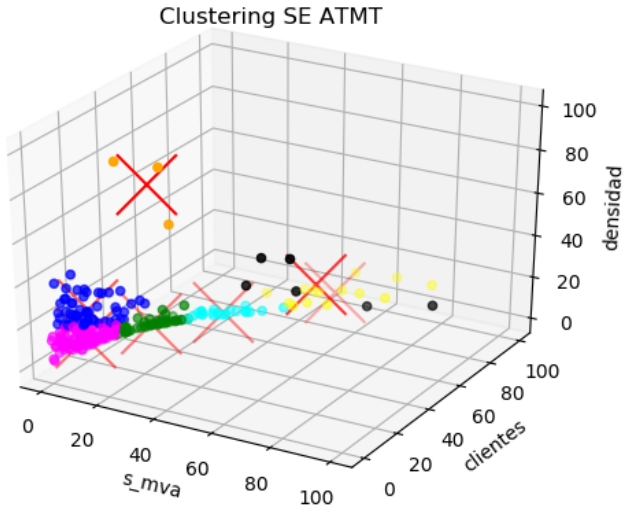


Figura 4.14. Agrupación de subestaciones primarias.

Tabla 4-4. Zonas de Características Similares.

Zona	Características Generales
Zona Gran Densidad de Demanda	• 5 SSEE primarias. • Concentra 4% de los clientes.
Zona Gran Densidad de clientes	• 13 SSEE primarias. • Concentra 23% de los clientes.
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	• 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes.
Zona de Baja Densidad	• 198 SSEE primarias. • Concentra 29% de los clientes.

4.3.1.2 DIAGNÓSTICO DE SEGURIDAD DE ZONAS DEFINIDAS

El diagnóstico de seguridad permite identificar la criticidad y diferencias de seguridad entre miembros de una misma clasificación. El diagnóstico se ha basado en identificar el número de rutas de suministro (tramos de línea y subestaciones) posibles para cada subestación primaria de distribución y, en el levantamiento de indisponibilidades de suministro por instalación. De esta forma, aquellas subestaciones primarias con más rutas de suministro o enlaces, poseen una mayor seguridad, lo que debe ser coherente con las indisponibilidades en cada instalación.

A continuación, la tabla 4-5 muestra un diagnóstico relativo del nivel de seguridad en los sistemas clasificados por zona, donde la Zona de Densidad Media y de Capitales Regionales, muestra las mayores variabilidades dentro de los miembros de una misma zona, es decir que existe un conjunto de subestaciones con características similares, pero con distintos estándares de confiabilidad.

Tabla 4-5. Resumen del diagnóstico relativo de seguridad por zona.

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

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

4.3.1.3 DETERMINACIÓN DE CRITERIOS DE SEGURIDAD

Para determinar los criterios coherentes a los requerimientos de seguridad de cada miembro en cada zona identificada, se realiza un levantamiento del estado actual de cada zona, de las diferencias de estándar de seguridad entre los miembros, el impacto y necesidad de elevar el estándar de acuerdo con la importancia relativa de las densidades de demanda y clientes abastecidos y, finalmente, se ha asignado aquellos criterios que se ajustan mejor al requerimiento identificado. De lo anterior, se identifican los siguientes criterios coherentes a las necesidades de confiabilidad de cada instalación en cada zona clasificada, según se muestra en la tabla 4-6.

Tabla 4-6. Resumen del diagnóstico relativo de seguridad por zona.

Zona	SSEE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT	Resiliencia[6]
Zona Gran Densidad de Demanda: • 5 SSEE primarias. • Concentra 4% de los clientes.	N-1 Evaluar impacto N-1-1	N-1 Evaluar impacto N-1-1	Potencia Firme	Evaluar impacto de contingencias extremas
Zona Gran Densidad de clientes: • 13 SSEE primarias. • Concentra 23% de los clientes.	N-1 Evaluar impacto N-1-1	N-1 Evaluar impacto N-1-1	Potencia Firme	Evaluar impacto de contingencias extremas
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales: • 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes.	N-1	N-1	Potencia Firme	-
Zona de Baja Densidad: • 198 SSEE primarias. • Concentra 29% de los clientes.	N	N	-	-

[6] Contingencias producto de eventos de alto impacto tipificados.

4.3.1.4 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

La metodología de planificación del sistema de transmisión zonal, según se muestra en la figura 4.15, contempla cinco etapas que identifican los requerimientos de suficiencia, seguridad y resiliencia, y de promoción de mercado común, permitiendo generar propuestas de expansión en los distintos sistemas de transmisión zonal a lo largo del país. En su desarrollo se verifica el cumplimiento de las exigencias de calidad de servicio, seguridad, confiabilidad y comportamiento de los componentes de la red. Además, se incorporan estudios de previsión de demanda considerando electromovilidad y generación distribuida, requerimientos de reactivos, una metodología de clasificación y definición de criterios de seguridad y resiliencia, y la estandarización del diseño de instalaciones para las propuestas resultantes.

Figura 4.15. Procedimiento de planificación de sistemas de transmisión zonal.

4.3.1.4.1 MODELACIÓN DEL SISTEMA

Los análisis zonales se desarrollan construyendo bases de datos de transformadores de subestaciones primarias (AT/MT) y en el software Power Factory de DIgSILENT, empleando la base de largo plazo del Coordinador, en la cual se modelan los sistemas de transmisión zonal hasta las subestaciones primarias de distribución con sus respectivas cargas y se añaden las obras de expansión de la transmisión zonal de los diferentes Decretos disponibles a la fecha del ejercicio de planificación.

Las bases de datos de transformadores AT/MT permiten identificar puntos críticos en subestaciones primarias, mientras que las bases construidas en el software Power Factory de DIgSILENT permiten diagnosticar líneas, barras y transformadores de enlace (AT/AT) en los sistemas. El proceso descrito es mostrado en la figura 4.16.

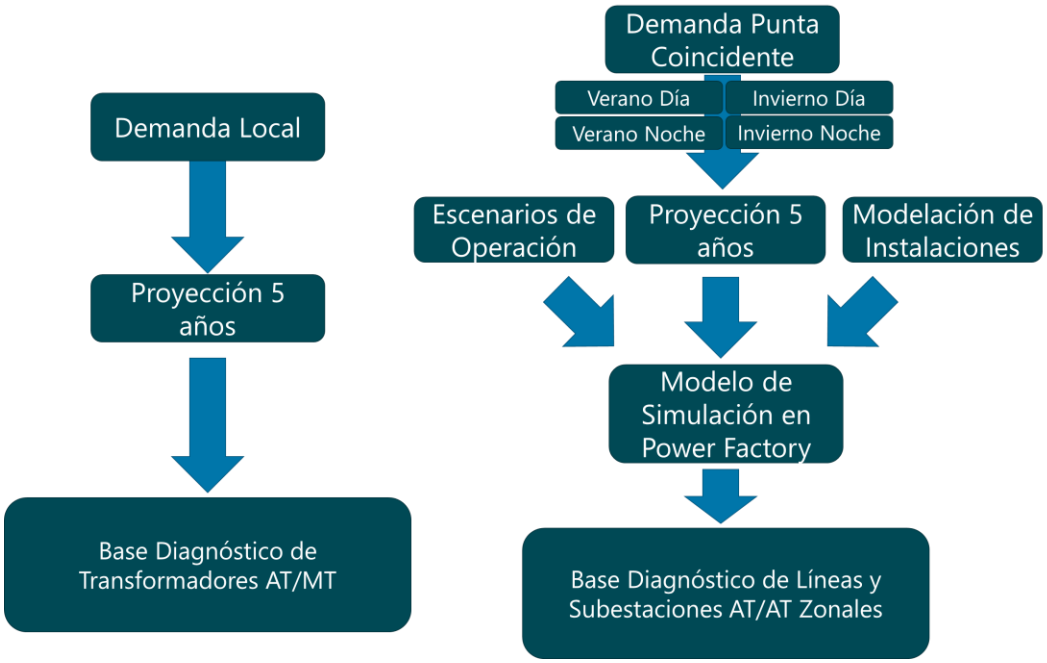


Figura 4.16. Bases de diagnóstico de sistemas de transmisión zonal.

4.3.1.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA

El análisis de suficiencia busca identificar los puntos críticos en el sistema dados por los crecimientos de demanda actuales y proyectados en el horizonte de análisis. Para identificar estos puntos críticos, se utiliza el criterio de holgura en las instalaciones zonales.

4.3.1.4.2.1 CRITERIO DE HOLGURA

El criterio de holgura del Coordinador identifica todas aquellas instalaciones cuyo uso sobrepasa el 85% de su capacidad nominal.

- Condición de análisis

En este criterio se analiza el sistema con todas las instalaciones disponibles operando.

- Activación de proyectos

Cuando se identifica alguna instalación con un uso que supera el 85% de su capacidad nominal, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita mantener los niveles de cargabilidad de las instalaciones bajo el 85% por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.2.2 PROBLEMÁTICAS OPERACIONALES

Anualmente el Departamento de Operaciones del Coordinador, informa las restricciones operacionales presentes en el sistema producto de elementos serie o configuraciones que limitan la capacidad de transporte en el sistema.

- Activación de proyectos

Cuando se identifica que alguna restricción operacional puede ser atendida en el ejercicio de planificación, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita mantener los niveles de cargabilidad de las instalaciones bajo el 100% por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.3 ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y RESILIENCIA

El análisis de seguridad y resiliencia busca identificar los puntos críticos en el sistema dados por los requerimientos de confiabilidad identificados a través de la clasificación de zonas descritos en la Metodología de Zonificación y Asignación de Confiabilidad, para cada una de las instalaciones de los sistemas de transmisión zonal. La clasificación de las instalaciones de transmisión zonal en función de sus densidades relativas de demanda y número de clientes abastecidos permite asignar criterios de planificación de acuerdo con los requerimientos de confiabilidad identificados en cada grupo de manera coherente.

4.3.1.4.3.1 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

El análisis de resiliencia corresponde a la evaluación del impacto de una contingencia extrema que produce el desprendimiento de una gran cantidad de demanda o de clientes abastecidos, producto de eventos ambientales extremos, como lo son los terremotos.

- Zonas de Planificación

El impacto de las contingencias extremas se evalua principalmente ante la ocurrencia de un gran desprendimiento de demanda y/o de número de clientes abastecidos, abarcando principalmente las siguientes zonas:

1. Alta Densidad de Demanda
2. Alta Densidad de Clientes

- Tipificación de eventos extremos

Los eventos extremos tipificados corresponderán principalmente a aquellos capaces de generar contingencias a puntos particulares del sistema.

- Activación de proyectos

Cuando se identifica un desprendimiento masivo de demanda y de número de clientes, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita mantener la estabilidad del sistema y los niveles de cargabilidad de las instalaciones en esta condición, bajo el 100% por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.3.2 CRITERIO N-1-1

El criterio N-1-1 permite que, ante el mantenimiento programado de una instalación seguido de una contingencia en el sistema, no exista desprendimiento de gran cantidad de demanda o de clientes.

- Zonas de Planificación

Las zonas de clasificación que requieren evaluar el criterio N-1-1 son:

1. Alta Densidad de Demanda
2. Alta Densidad de Clientes

Este criterio favorece a un 27% de los clientes concentrados en 18 subestaciones primarias de distribución. En las zonas de Alta Densidad de Demanda y Alta Densidad de Clientes, actualmente existe un diseño de redes coherente a este criterio.

- Condición de análisis

En esta condición la red se analiza con una línea de transmisión fuera de servicio, considerando maniobras operativas, seguido de otra línea de transmisión fuera de servicio en el entorno.

- Activación de proyectos

Cuando alguna instalación supera el 100% de su capacidad nominal en la condición de análisis en el horizonte de estudio y genera el desprendimiento de un grupo de subestaciones dentro de las zonas analizadas, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita mantener los niveles de cargabilidad de las instalaciones en esta condición bajo el 100% por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.3.3 CRITERIO N-1

El criterio N-1 permite que ante la contingencia de una línea en el sistema no exista desprendimiento de carga.

- Zonas de Planificación

Las zonas de clasificación que requieren un nivel de confiabilidad coherente al criterio N-1 son:

1. Alta Densidad de Demanda
2. Alta Densidad de Clientes
3. Densidad Media y de Capitales Regionales.

Este criterio favorece a un 71% de los clientes concentrado es 88 subestaciones primarias de distribución. En las zonas de Alta Densidad de Demanda y Alta Densidad de Clientes actualmente existe un diseño de redes coherente a este criterio, siendo la zona de Densidad Media y de Capitales Regionales la que presenta mayor criticidad.

- Condición de análisis

En esta condición la red se analiza considerando una línea de transmisión fuera de servicio.

- Activación de proyectos

Cuando alguna instalación supera el 100% de su capacidad nominal en la condición de análisis en el horizonte de estudio, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita mantener los niveles de cargabilidad de las instalaciones en esta condición, bajo el 100% por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.3.4 POTENCIA FIRME

La Potencia Firme en subestaciones permite contar con respaldo de transformación suficiente en las subestaciones ante la pérdida del transformador de mayor capacidad.

- Zonas de Planificación

Las zonas de clasificación que requieren potencia firme en subestaciones son:

1. Alta Densidad de Demanda
2. Alta Densidad de Clientes
3. Densidad Media y de Capitales Regionales.

Este criterio favorece a un 71% de los clientes concentrado es 88 subestaciones primarias de distribución. En las zonas de Alta Densidad de Demanda y Alta Densidad de Clientes actualmente existe un diseño de redes coherente a este criterio, siendo la zona de Densidad Media y de Capitales Regionales la que presenta mayor criticidad.

- Condición de análisis

En esta condición la red se analiza considerando fuera de servicio el transformador de mayor capacidad en cada subestación.

- Activación de proyectos

Cuando no es posible suministrar la totalidad de la demanda dentro del horizonte de análisis en esta condición, se identifica el requerimiento y gatilla un proyecto que permita abastecer la demanda de las instalaciones en esta condición por un periodo de 5 a 20 años, de acuerdo con el diseño de las instalaciones a intervenir.

4.3.1.4.4 ANÁLISIS DE MERCADO COMÚN

El análisis de mercado común consiste en identificar aquellas instalaciones que no permiten evacuar la generación distribuida proyectada en el horizonte de análisis.

4.3.1.4.4.1 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La proyección de generación distribuida corresponde a una capa adicional a la previsión de demanda utilizada en los estudios de planificación de los sistemas de transmisión zonal. Esta previsión se contrasta con un nivel de demanda representativo que permita reflejar el uso de los sistemas de transmisión e identificar la inversión de flujo y congestiones consecuentes de la inyección de medios de generación distribuida.

4.3.1.4.5 PROPUESTAS DE EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

Una vez que la aplicación de los criterios técnicos ha permitido identificar los Puntos Críticos del sistema, se debe plantear alternativas de proyectos que permitan solucionar dichos problemas, al mínimo costo. Para esto, se identifica las siguientes alternativas para la ampliación y adecuación de las instalaciones:

- Repotenciamiento de líneas y arranques de Subtransmisión.
- Nuevas líneas de Subtransmisión.
- Ampliación de SSEE de Subtransmisión.
- Nuevas SSEE de Subtransmisión.
- Equipos de Compensación de Potencia Reactiva.

4.3.2 PROPUESTA DESARROLLO CONFIGURACIONES BARRA SS/EE ZONALES

Se ha realizado el estudio Análisis de configuraciones de barra de SS/EE de Transmisión Zonal presentado en el Apéndice V. Se han resumido las principales ventajas y desventajas de las configuraciones típicas de barras de subestaciones (SS/EE) en las tendencias europea y americana. Adicionalmente, cada configuración ha sido caracterizada según su nivel de confiabilidad, seguridad y flexibilidad. Complementariamente, se han resumido las diferentes bondades de las tecnologías disponibles de *Air Insulated Switchgear*, *Gas Insulated Switchgear* y *Mixed Technologies Switchgear*.

Respecto a la información obtenida del estado actual de las configuraciones de barra conjunta AT/MT de las SS/EE del Sistema de Transmisión Zonal alimentadas desde el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se observa que la mayoría de las zonas del SEN, a excepción de la Región Metropolitana, están fuertemente caracterizadas por configuraciones relativamente simples, como lo son las de tap – off, barra simple y barra simple seccionada. Al respecto, la zona Charrúa – Chiloé es la única que presenta configuraciones de mayor confiabilidad tales como la del tipo barra principal más transferencia en barras MT.

Adicionalmente, en el documento mencionado, se realiza una propuesta de configuraciones de barra, separada en tres grandes grupos:

- SS/EE en Santiago, capital de Chile y de la Región Metropolitana de Santiago.
- SS/EE en otras capitales regionales.
- SS/EE en ciudades regionales.
    - Más de 90.000 habitantes.
    - Menos de 90.000 habitantes.

En términos de tecnología, se recomienda siempre evaluar la opción GIS en zonas altamente pobladas en Santiago, otras capitales regionales y ciudades de 90.000 habitantes o más. Esta evaluación debe ser contrastada con la solución AIS en la periferia de la zona de evaluación, comparando los costos no solo del terreno, sino aquellos de equipamiento óptimo y de pérdidas por transmisión. Otros requerimientos específicos pueden ser considerados para dar mayor peso al argumento de la tecnología GIS, tales como la instalación de SS/EE en zonas inundables.

En términos del tipo de configuración para Santiago, se recomienda como propuesta base, mantener el estándar de configuración H en barras AT y configuraciones de barra simple seccionada más transferencia o de doble barra en barras MT. Adicionalmente, para asegurar el aumento de la confiabilidad, seguridad y flexibilidad de SS/EE en la capital, el estándar puede ser mejorado considerando una configuración de interruptor y medio en barras AT, manteniendo barra seccionada más transferencia en las barras MT.

La propuesta para otras capitales regionales apunta a mejorar el estándar mediante barras AT en configuración de barra principal más transferencia con posibilidad de seccionamiento. La propuesta

en barras MT considera la misma configuración, proponiendo doble barra en condiciones especiales requeridas de operación.

La propuesta para ciudades regionales de más de 90.000 habitantes apunta a poseer un estándar similar al propuesto para las capitales regionales, basado principalmente en el cumplimiento de los índices de indisponibilidad definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

La propuesta para las ciudades regionales de menos de 90.000 habitantes apunta a mejorar el estándar actual y el cumplimiento de los índices de indisponibilidad definidos en la NTSyCS. En este caso, se han considerado configuraciones sencillas tales como la de barra simple con posibilidad de seccionamiento para ambas barras AT/MT, eliminado configuraciones *tap off* de la planificación.

4.3.3 DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

En términos generales, la naturaleza del requerimiento de reactivos en el sistema de transmisión es de naturaleza local. Bajo esta premisa, su análisis se puede abordar en 2 etapas. La primera, corresponde a un análisis de instalaciones con tensión de distribución, con el fin de identificar los máximos requerimientos de reactivos asociados a la demanda y la transformación. La segunda, analiza los requerimientos de reactivos para niveles de tensión de transmisión, considerando las exigencias que impone la demanda, con el fin de identificar los máximos requerimientos y realizar una propuesta tal que se cumpla con los niveles de tensión indicados en la NTSyCS.

Con el motivo de este informe, el análisis se ha enfocado preliminarmente en la Región Metropolitana. Futuros análisis serán incluidos en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021. Cabe destacar, que el análisis se ha focalizado en la identificación de los requerimientos de reactivos en transformación AT/MT Zonal, cuya estructura general de trabajo se presenta en la figura 4-17. Los antecedentes del estudio y análisis específicos pueden ser encontrados en el Apéndice VI.

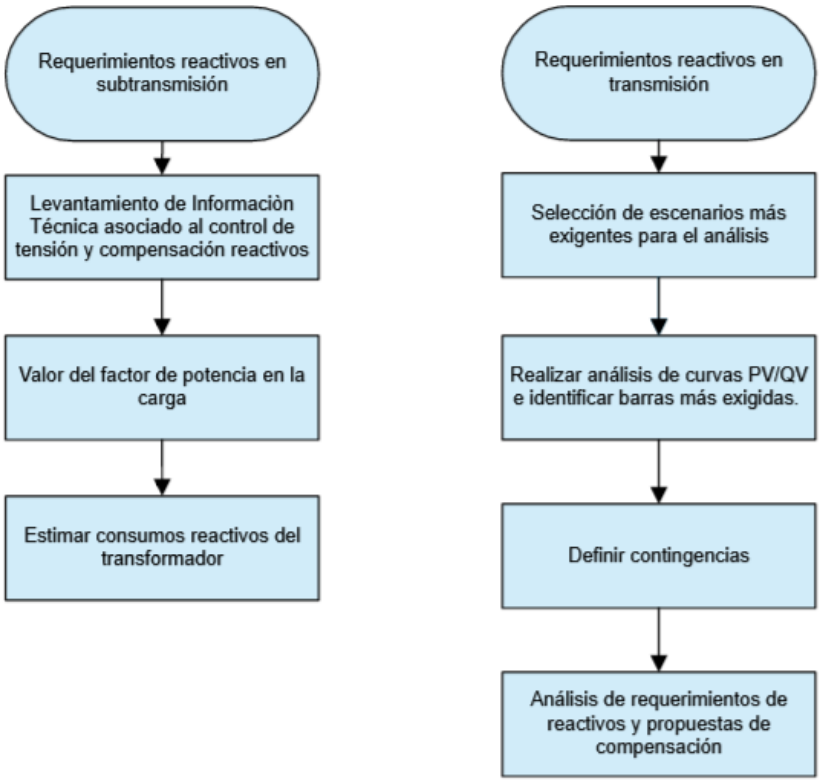


Figura 4-17. Estructura de trabajo para el análisis de requerimientos de reactivos.

4.3.4 GESTIÓN DE ACTIVOS SS/EE ZONALES

Las perspectivas para los mercados de energía del mundo están en constante evolución y presentan diferentes etapas de desarrollo. Lo que cualquier país tiene en común es la creciente demanda de energía y los activos necesarios para suplir su abastecimiento.

En los últimos años, los diferentes sectores industriales han adoptado medidas que los ayudan a estandarizar procesos, fortalecer su seguridad, reducir costos y otros beneficios. Cada una de estas medidas impulsa las formas de trabajo de las empresas y las hace más competitivas al manejar altos niveles de calidad y eficiencia y al exigir mejor desempeño de los activos de las compañías.

Todos los activos de una compañía tienen una vida útil limitada. A lo largo de ésta, se pueden presentar deficiencias que afecten el rendimiento de los equipos e impacten sobre los costos de la empresa. Entre mejor estén administrados los activos de una compañía, más ventajas competitivas tendrán en el mercado actual.

A nivel regulatorio, con motivo del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010 que afectó gran parte del centro sur de Chile, SEC instruyó a las empresas eléctricas de Generación, Transmisión y

Distribución realizar una evaluación de integridad de sus instalaciones. En caso de detectarse condiciones subestándares, las empresas debían ejecutar un Plan de Normalización.

El 2012, la SEC concluye que un adecuado tratamiento de la integridad de las instalaciones requeriría un sistema de gestión. Así nace el SGIIE, el cual inicialmente utiliza de referente la especificación británica PAS-55, hasta ese entonces, la única guía disponible para la Gestión de Activos.

En enero de 2014 la ISO publicó el primer estándar internacional para la gestión de activos, la ISO 55001, la que además de representar un mejor estándar, era compatible con otros sistemas de gestión basados en normas ISO, por tanto, se empleó de referencia normativa para actualizar el pliego 17 Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas (SGIIE).

En 2015 la SEC pone en consulta pública el anteproyecto del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones eléctricas, el cual incluía los 17 pliegos técnicos. En junio de 2018 se publica en el Diario Oficial el Decreto Supremo 109/2017 del Ministerio de Energía que aprueba el reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas. En marzo de 2020 se publicó en el Diario Oficial el Pliego 17 que establece los requisitos del SGIIE. La figura 4-18 muestra el ámbito de aplicación del SGIIE.

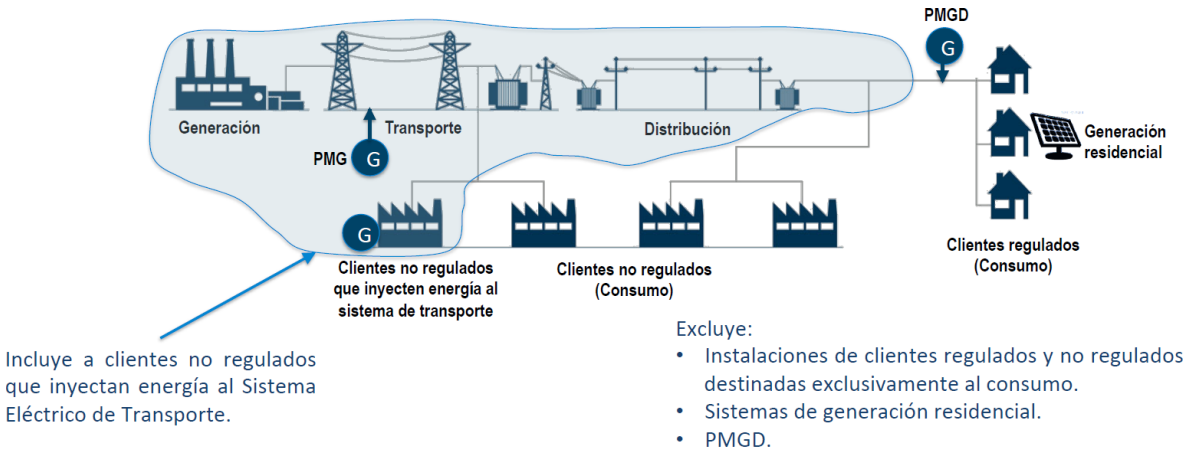


Figura 4-18. Ámbito de aplicación del SGIIE.

La gestión de activos representa un cambio cultural en los planes estratégicos de las empresas que agrega a la visión tradicional sobre productos y clientes la visión de los activos y del valor que estos son capaces de generar al negocio.
La práctica de la gestión de activos implica una reflexión inicial sobre el posicionamiento de la empresa en el mercado, sobre sus objetivos a largo plazo, sobre las expectativas y necesidades de las partes interesadas y la forma como estas interactúan con los negocios de la empresa.

Practicar la gestión de activos de acuerdo con las normas significa tener un estándar internacional para obtener valor a través del uso de los activos, de modo tal que se alcance el equilibrio entre el desempeño, los costos involucrados y los riesgos asociados.

Las normas ISO 5500X, de 2014, llevan a las organizaciones el desafío de cuantificar su eficiencia en términos de riesgo. El equilibrio entre costo, desempeño y riesgos solo se logra a través de las prácticas de gestión de activos. Es bajo esta norma que las empresas del sector eléctrico tendrán que realizar sus procesos de diagnóstico e implementación de un sistema de gestión para la gestión de activos.

En el caso de las empresas con uso intensivo de activos, como es el caso de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, las normas aportan una innovación en cuanto a la vida del activo, que ya no se limita al período comprendido entre la adquisición y el descarte, sino que se considera desde la especificación del activo hasta las responsabilidades que permanecen después de su desmantelamiento. A modo general, la figura 4-19 muestra las etapas del ciclo de vida de las instalaciones.

Figura 4-19. Etapas del ciclo de vida de las instalaciones.

El Coordinador, entendiendo que forma parte de varias de las etapas del ciclo de los activos físicos de los Coordinados, es que pretende desarrollar criterios y metodologías en pro de una gestión de activos eficiente teniendo en claro que la gestión de activos físicos da como resultado una clara política de renovación de los activos, que no deben reemplazarse solo cuando están irreversiblemente dañados, sino cuando:

a) Los costos operacionales y/o de mantenimiento durante la vida útil restante del activo excedan el costo de su sustitución;

b) Hay riesgo inminente de falla del activo;

c) El impacto de una probable falla supera el costo de la sustitución o puede comprometer la confiabilidad y la seguridad del sistema y las personas;

d) Los beneficios que se obtienen con la sustitución implican la mejora de los indicadores relativos a la seguridad de las personas, el medio ambiente y el desempeño de la empresa.

La toma de decisión del reemplazo anticipado de activos debe hacerse a partir de información precisa sobre las condiciones de los activos, asegurando a través de análisis y diagnóstico el mejor retorno del capital invertido, el mejor desempeño operacional y el menor riesgo para la organización. En caso de que los planes de expansión establezcan el reemplazo anticipado de los activos producto de las proyecciones de demanda u otra consideración, se abre la posibilidad de reutilizar estos equipos en otros proyectos que resulten beneficiosos para mejorar la seguridad y calidad de servicio.

En la etapa de Identificación de la Necesidad y Planificación, el Departamento de Planificación realiza propuestas anualmente que corresponden al Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del SEN, el cual se enmarca en el proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

Dicha propuesta debe basarse en los criterios dispuestos en el artículo 87° de la LGSE, los cuales consideran la minimización de riesgos de abastecimiento, la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, la necesidad y eficiencia económica para los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes para la expansión eficiente del sistema eléctrico. En relación con lo anterior, el Coordinador ha estimado pertinente complementar los criterios mencionados mediante sus propios desarrollos metodológicos como el presentado en esta sección.

La mayoría de las empresas de electricidad en Chile heredó partes significativas de su infraestructura eléctrica “envejecida”, compuesta principalmente por equipos que se encuentran en servicio desde hace mucho tiempo, cuyo desgaste trajo un efecto obvio, pero que no están tan deteriorados hasta el punto de determinar su reemplazo inmediato.

Para lograr un progreso significativo en el sector eléctrico es necesario mejorar la calidad del servicio, garantizando no solo la comodidad de los usuarios y la protección de sus equipos, sino también la competitividad de las empresas de energía.

Así, la eficiencia energética, combinada con la gestión de activos, surge como una solución para optimizar las inversiones operacionales y expandir las instalaciones.

Con esto se logran mejoras de eficiencia por el lado de la oferta, lo que mejora la producción de electricidad, reduce las pérdidas en la transmisión y distribución y podría permitir reducir la energía no suministrada frente a la falla de equipos entregando flexibilidad al sistema.

Un ejemplo que se puede mencionar son los transformadores de poder, los cuales representan un activo crítico por todas sus características en cuanto al nivel de inversión involucrados y el impacto

significativo que tiene una falla que, dependiendo de la magnitud de ésta, puede tener un nivel destructivo tal que lo puede dejar fuera de servicio de forma permanente.

Es por ello que ha habido una evolución importante en todas las etapas del ciclo de vida de los transformadores de poder, sobre todo en la etapa de monitoreo que presenta beneficios directos tales como:

- Permite un diagnóstico oportuno, para tomar acciones preventivas.
- Evita fallas catastróficas.
- Alarga la vida útil de los equipos
- Reduce los costos de mantenimiento al disminuir pruebas adicionales
- Se tiene información en tiempo real del estado del equipo, evitando viajes y servicios de terceros.

En la gestión de este tipo de activos, la empresa SAESA en el seminario CIGRE del presente año referente a Tecnologías de Vanguardia en el Diseño y Operación de los Sistemas Eléctricos, mostró los avances que tiene implementados a la fecha y que consisten en el monitoreo en línea de sus transformadores y mediciones acústicas de estos mismos, todo sobre una plataforma dedicada y con un Sistema SCADA incorporado.

Finalmente, la figura 4-20 presenta la metodología expresada en 7 pasos o etapas para incorporar criterios de gestión de activos en la propuesta de expansión del Coordinador:

Figura 4-20. Metodología de 7 etapas para la incorporación de criterios de gestión de activos en la propuesta de expansión del Coordinador.

4.3.5 PROPUESTA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE SS/EE ZONALES

La presente sección, tiene por propósito definir las condiciones generales que el Coordinador aplicará en el diseño eléctrico de subestaciones de alta tensión en sus propuestas. Los análisis y resultados generales de este estudio pueden ser encontrados en el Apéndice VII.

En un estudio que ha abarcado la experiencia nacional e internacional respecto de los tipos de subestaciones, criterios de diseño, aspectos de confiabilidad con las principales ventajas y desventajas de las configuraciones de barras aceptadas por la normativa vigente, se ha desarrollado una propuesta de diseño conceptual de subestaciones zonales que responde a la Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal e incorpora la propuesta de configuraciones de Barra para Subestaciones Zonales.

Respecto a la información obtenida del estado actual de las configuraciones de barra conjunta AT/MT de las SS/EE alimentadas desde el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se observa que la mayoría de las zonas del SEN, a excepción de la Región Metropolitana, están fuertemente caracterizadas por configuraciones simples, como lo son las de tap – off, barra simple y barra simple seccionada.

Los transformadores AT/MT presentes en los sistemas zonales, también presentan una amplia variación en sus niveles de tensión en el secundario y una amplia gama de potencias y sistemas de protección que requieren una renovación que permita mejorar los niveles de Confiabilidad, Seguridad y Calidad de Servicio.

La propuesta de diseño de SS/EE es separada en tres grandes grupos y con 4 Configuraciones de Barra AT, con transformadores de diferente capacidad de acuerdo con los requerimientos de la zona y con una configuración de Barras MT que le permita un nivel intermedio de confiabilidad, seguridad y flexibilidad:

- SS/EE en Santiago, capital de Chile y de la Región Metropolitana de Santiago.
- SS/EE en otras capitales regionales.
- SS/EE en ciudades regionales.
    - Más de 90.000 habitantes.
    - Menos de 90.000 habitantes.

En términos de tecnología, se recomienda siempre evaluar la opción GIS en zonas altamente pobladas en Santiago, otras capitales regionales y ciudades de 90.000 habitantes o más. Esta evaluación debe ser contrastada con la solución AIS en la periferia de la zona de evaluación, comparando los costos no solo del terreno, sino aquellos de equipamiento óptimo y de pérdidas por transmisión. También, resulta conveniente evaluar subestaciones Híbridas o *Mixed Technologies Switchgear* (MTS) que permite reducir espacios o realizar modificaciones en instalaciones existentes que permitan mejorar los niveles de Seguridad y Calidad de Servicio.

En términos del tipo de configuración para Santiago, para mejorar los niveles de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de las SS/EE en la capital del país, se recomienda una configuración de interruptor y medio en barras AT, manteniendo barra seccionada más transferencia en las barras MT y con espacio para una capacidad máxima de 3 transformadores de 50 MVA en servicio de forma permanente. Se considera espacio para la conexión de un cuarto transformador que permita balancear las cargas de las líneas, además de brindar respaldo, aumentando la potencia firme de la subestación, que puede ser mediante la conexión de una subestación móvil. La figura 4-21 muestra las propuestas de SS/EE en Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes.

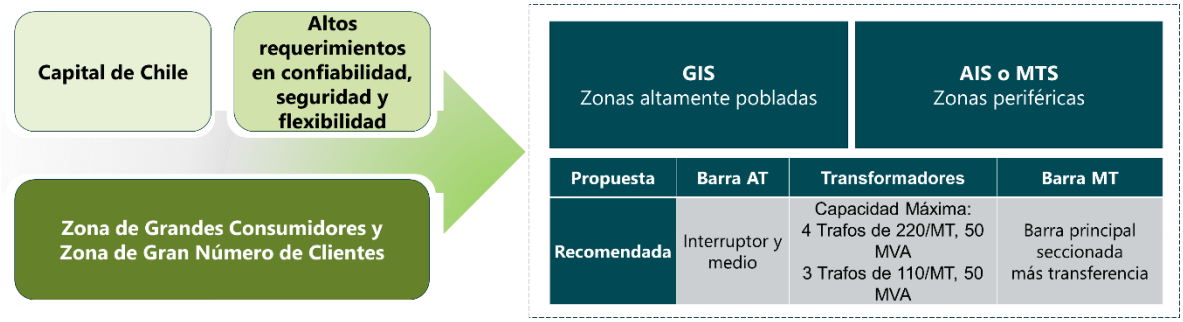


Figura 4-21. Propuesta de SS/EE en Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes.

La propuesta para las capitales regionales apunta a mejorar el estándar mediante barras AT en configuración de barra principal más transferencia con posibilidad de seccionamiento; la propuesta en barras MT considera la misma configuración, proponiendo doble barra en condiciones especiales requeridas de operación. En este caso, la capacidad máxima de transformadores y sus potencias de quedan determinados de acuerdo con el nivel de voltaje AT al cual se conectan. La figura 4-22 muestra la propuesta de SS/EE en Zonas de Densidad Media y Capitales Regionales.

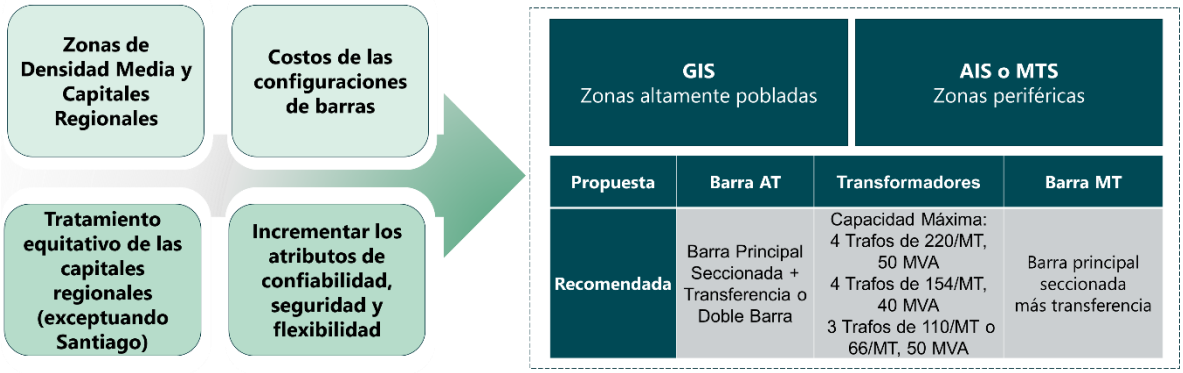


Figura 4-22. Propuesta de SS/EE en Zonas de Densidad Media y Capitales Regionales.

La propuesta para ciudades regionales de más de 90.000 habitantes apunta a poseer un estándar similar al propuesto para las capitales regionales, basado en el impacto social que las interrupciones

conllevan en ciudades altamente pobladas. La figura 4-23 muestra la propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con más de 90.000 habitantes.

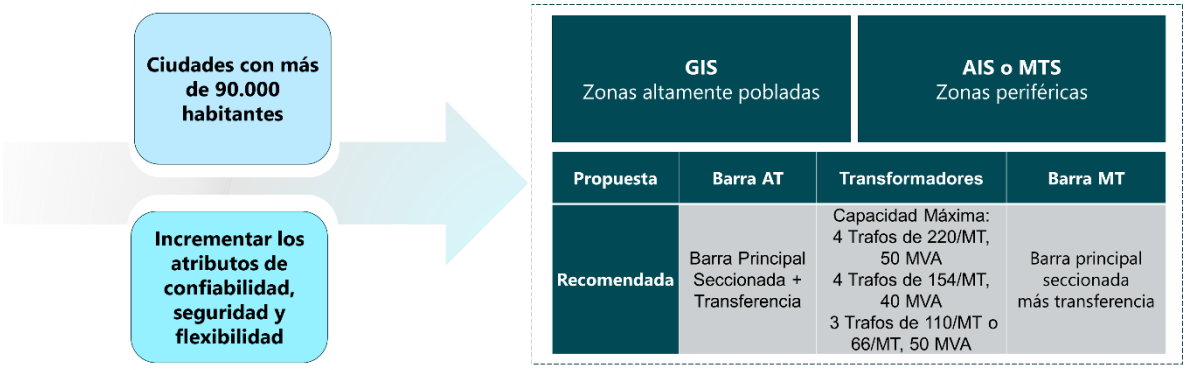


Figura 4-23. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con más de 90.000 habitantes.

La propuesta para ciudades regionales de menos de 90.000 habitantes apunta a mejorar el estándar actual; en este caso, se consideran configuraciones sencillas tales como la de barra simple con posibilidad de seccionamiento para ambas barras AT/MT, buscando eliminar definitivamente configuraciones de tipo tap off o barra simple de la planificación. La figura 4-24 muestra la propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes.

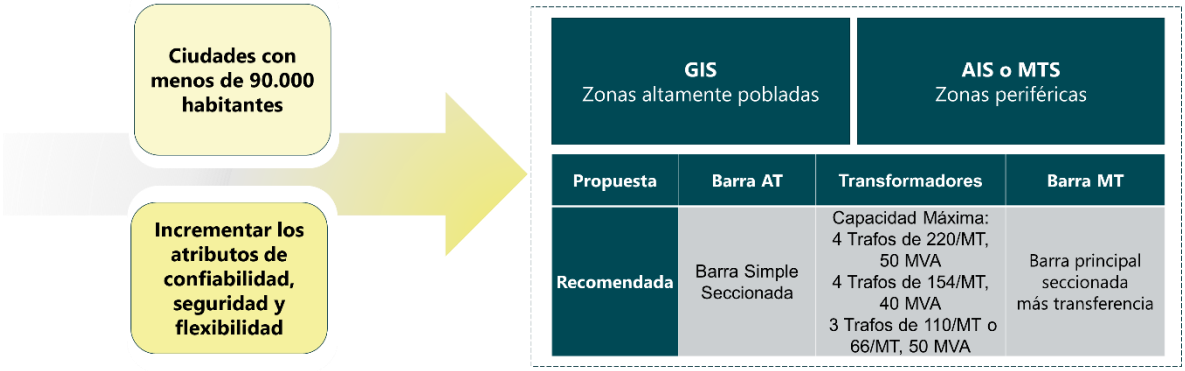


Figura 4-24. Propuesta de configuraciones de barra para ciudades regionales con menos de 90.000 habitantes.

Esta iniciativa establece criterios de diseño comunes que respondan a los estándares cada vez más exigentes de los usuarios, aportando a la confiabilidad y a disminuir la brecha de calidad de servicio entre las diferentes regiones.

La cantidad máxima de líneas conectadas a las subestaciones se considerarán según los resultados de los planes de expansión que emita la Comisión. Si, a partir de este estudio se llega a cantidades reducidas, en el futuro no se podrá intentar aumentar esta cantidad, requiriéndose entonces de una nueva subestación.
En este sentido, se realiza la siguiente recomendación para:

- ***Subestaciones 220/MT kV***

  Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

a) Hasta cuatro transformadores 220/MT, hasta 50 MVA cada uno

b) Hasta seis conexiones de líneas zonales o dedicadas en 220 kV

- ***Subestaciones 154/MT kV***

Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

a) Hasta cuatro transformadores 154/MT, hasta 40 MVA cada uno

b) Hasta seis conexiones de líneas zonales o dedicadas en 154 kV

- ***Subestaciones 110-66/MT kV***

Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:

a) Hasta tres transformadores 110-66/MT, hasta 50 MVA cada uno en 110 kV y hasta 30 MVA en 66 kV

b) Hasta ocho conexiones de líneas zonales o dedicadas en 110-66 kV

Se han establecido los principales criterios de diseño de Subestaciones de Poder AT/MT, que responden a los criterios de planificación de la transmisión zonal, para el desarrollo de proyectos de nuevas subestaciones o ampliación de las instalaciones existentes.

Considerar estos criterios de diseño, facilita no sólo los análisis de las posibles soluciones a los problemas identificados en el diagnóstico de la red, sino también entregar valorizaciones cada vez más precisas y respaldar las obras propuestas con análisis cualitativos y/o cuantitativos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio.

Finalmente, es importante indicar que, mediante la evaluación tradicional para proyectos por seguridad, las obras no presentan beneficios suficientes como para contrarrestar la inversión estipulada; sin embargo, se considera que hay antecedentes suficientes como para explicar que la metodología tradicional presenta una visión limitada que necesita ser revisada.

4.3.6 RECOMENDACIÓN DE OBRAS POR PMGD

Se realiza la proyección de PMGD por subestación zonal en un periodo de 20 de años, donde los primeros 5 años es donde se tiene un mayor grado de certeza, producto de la información que se dispone, mientras que los siguientes años intentan mantener la tendencia que se ha dado en el tiempo, considerando el interés de los desarrolladores en determinadas localidades, de acuerdo a las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) presentadas a las empresas de distribución y las restricciones de capacidad instalada de los transformadores zonales en las SS/EE evaluadas. Es importante destacar que en esta proyección no se han considerado los proyectos PMG, puesto que actualmente es menor la cantidad de proyectos que ha presentado solicitudes de conexión mediante el régimen de Acceso Abierto a los sistemas de transmisión, si se compara con el volumen de solicitudes de conexión con ICC aprobados en proyectos PMGD.

La metodología utilizada para realizar la proyección de PMGD durante los años 2020-2040, considera las siguientes variables, los cuales en su evaluación conjunta dan como resultado los proyectos candidatos a utilizar en la proyección de PMGD por subestación zonal:

i. Proyectos con SCR vigentes desde el año 2016 en adelante, que han recibido el Informe de Criterios de Conexión (ICC - Formulario 7) por parte de la empresa distribuidora.[7]
ii. Listado de proyectos PMGD con SCR en curso, disponible en la página web de las empresas distribuidoras.
iii. Proyectos con ICC vigente mayor a 3 MW, aprobados o en tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).
iv. Proyectos PMGD declarados en construcción por la Comisión Nacional de Energía a septiembre de 2020.
v. Proyectos PMGD en proceso de conexión en el Coordinador.
vi. Proyectos PMGD operativos, disponible en el portal de Infotecnica del Coordinador.

Una vez definidos los proyectos candidatos a considerar en la proyección, se define la fecha de puesta en servicio, la cual se obtiene considerando lo siguiente:

i. Para aquellos proyectos declarados en construcción, se utiliza la fecha de puesta en servicio de la Resolución Exenta emitida mensualmente por la CNE "*Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción*".
ii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y RCA aprobada por el SEA, y aún no obtiene la declaración en construcción, se considera un máximo de 2 o 3 años para la entrada en operación.
iii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y la aprobación ambiental se encuentra en tramitación, se considera un máximo de 3 a 4 años para la entrada en operación.
iv. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y no posee tramitación ambiental, se evalúa el periodo de su incorporación considerando la tasa de crecimiento anual de capacidad instalada en la respectiva S/E.

Por otra parte, para realizar la proyección desde el año 2025 en adelante, se utilizan proyectos candidatos del listado de SCR vigentes, teniendo en consideración el tipo de tecnología de generación predominante en la zona evaluada, la potencia de los proyectos que se encuentra en tramitación u operativos en la respectiva S/E, el periodo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de los proyectos que se encuentran en servicio, entre otros.

[7] Información provista por la SEC el 2 de julio de 2020.

Con lo información expuesta anteriormente, se obtiene la proyección de PMGD en el SEN por S/E zonal, para los Escenarios Base, Optimista y Pesimista. Estos escenarios tienen por objetivo evaluar diferentes alternativas de conexión de los proyectos, tanto en capacidad instalada como en fecha de puesta en servicio. Los escenarios se detallan a continuación:

- **Escenario Base**: Considera aproximadamente 2/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW] y finalmente se conecta una potencia inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.
- **Escenario Optimista**: Considera el 100% de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio anteriormente señalado.
- **Escenario Pesimista**: Considera aproximadamente 1/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW] y finalmente se conecta una potencia muy inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.

Luego, con el objeto de facilitar la evaluación y posterior análisis de la cargabilidad de los proyectos PMGD en los transformadores de las SS/EE zonales, se definen las zonas de evaluación Norte, Centro y Sur, donde la zona norte abarca desde la primera[8] a la cuarta región, la zona centro desde la quinta a la séptima región, mientras que la zona sur comprende desde la octava[4] región al sur.

El estudio de Proyección de Generación Distribuida periodo 2020 – 2040 puede ser encontrado en el Apéndice VIII.

[8] La primera y octava región incluyen a las regiones de Arica y Parinacota y Región del Ñuble respectivamente.

5 DIAGNÓSTICO

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

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

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

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

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

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

5.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

5.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de Arica – Diego de Almagro abarca una superficie de aproximadamente 188.148 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 1.164.160 habitantes, lo que corresponde al 6,6% de la población total del país.

El sistema se ubica en el extremo norte del país y se extiende a lo largo de 980 km aproximadamente, comprendiendo las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

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

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

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

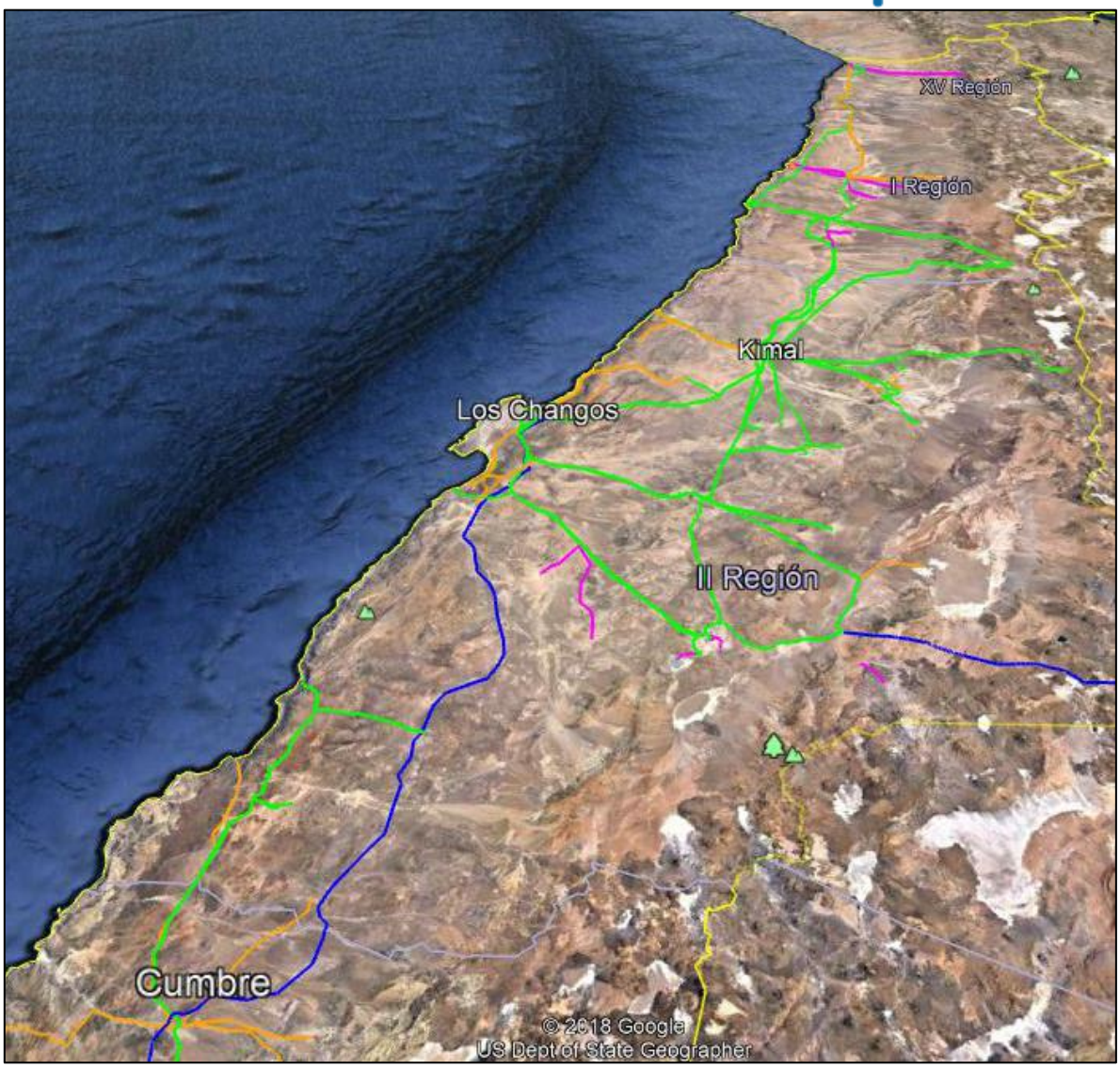


Figura 5-1. Mapa geográfico de la zona Arica – Diego de Almagro.

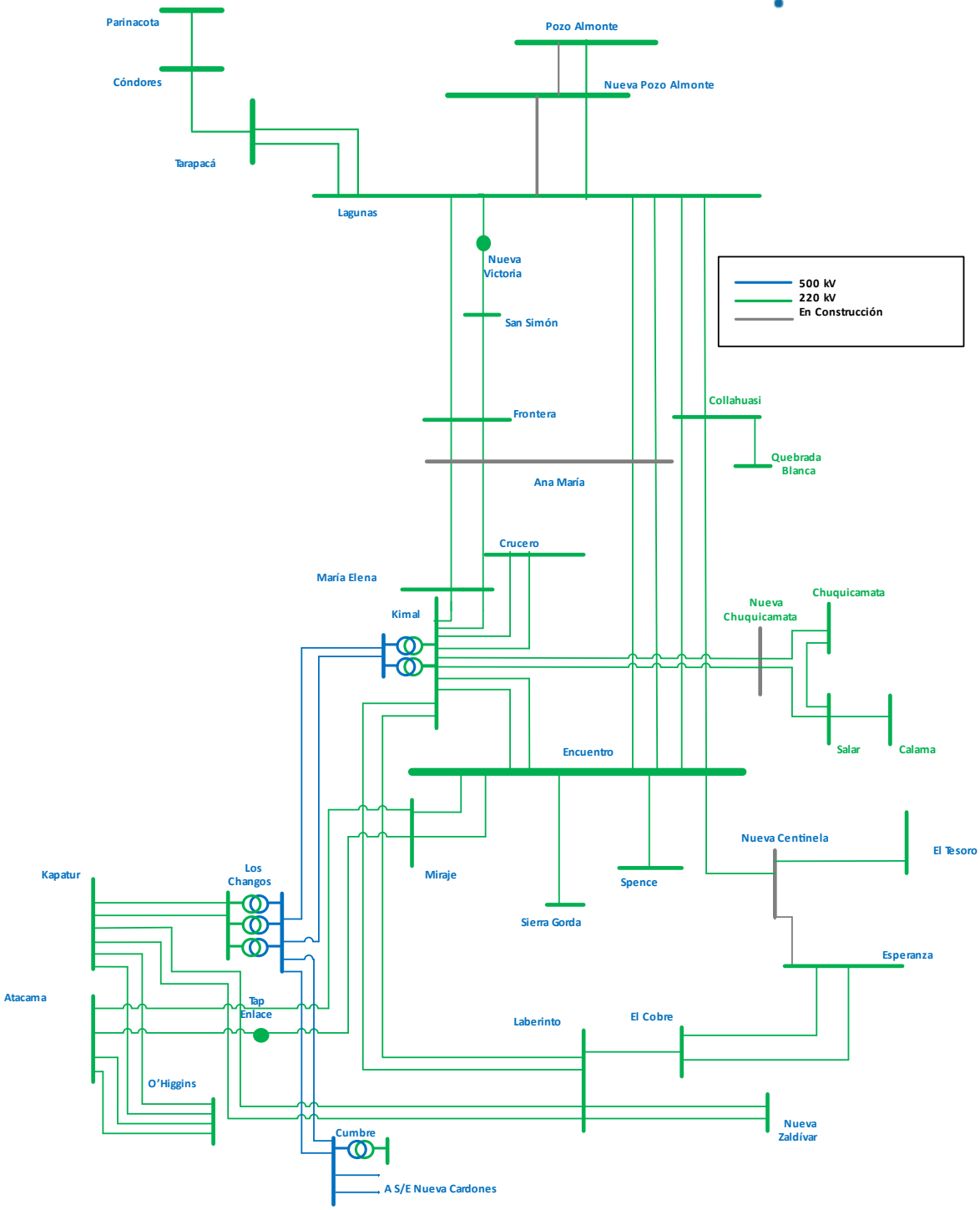


Figura 5-2. Sistema de Transmisión Nacional de la zona Arica – Diego de Almagro.

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

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @30°C	Fecha PES
L. Atacama – Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. Chuquicamata – Nueva Chuquicamata	220	1	391	Oct-22
L. Cóndores – Parinacota	220	1	166	Existente
L. Crucero – Kimal	220	2	896	Existente
L. El Cobre – Esperanza	220	2	262	Existente
L. Encuentro – Kimal	220	2	896	Existente
L. Encuentro – Miraje	220	2	324	Existente
L. Encuentro – Sierra Gorda	220	1	324	Existente
L. Esperanza – Centinela	220	1	165	Oct-21
L. Kapatur – Los Changos	220	2	1.637	Existente
L. Kimal – Nueva Chuquicamata	220	1	516	Oct-22
L. Laberinto – El Cobre	220	1	255	Existente
L. Laberinto – Kapatur	220	2	255	Existente
L. Laberinto – Kimal	220	2	276	Existente
L. Laberinto – Nueva Zaldívar	220	2	293	Existente
L. Lagunas – Encuentro	220	2	315	Existente
L. Lagunas – Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Lagunas – Nueva Victoria	220	1	211	Existente
L. María Elena – Frontera	220	2	199	Existente
L. María Elena – Kimal	220	2	199	Existente
L. Miraje – Atacama	220	1	324	Existente
L. Miraje – Tap Enlace	220	1	324	Existente
L. O'Higgins – Atacama	220	2	272	Existente
L. O'Higgins – Kapatur	220	2	774	Existente
L. Pozo Almonte – Nueva Pozo Almonte	220	1	195	Existente
L. Salar – Calama Nueva	220	1	322	Existente
L. Salar – Chuquicamata	220	1	437	Existente
L. Salar – Nueva Chuquicamata	220	1	482	Oct-22
L. San Simón – Nueva Victoria	220	1	290	Existente
L. San Simón – Frontera	220	1	199	Existente
L. Tarapacá – Cóndores	220	1	166	Existente
L. Tarapacá – Lagunas	220	2	217	Existente
L. Cumbre – Nueva Cardones	500	2	2.457	Existente
L. Los Changos – Cumbre	500	2	2.037	Existente
Nueva Línea 2x220 kV Pozo Almonte – Nueva Pozo Almonte	220	1	260	Feb-22
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido del primer circuito	220	1	260	Oct-24
Autotransformadores S/E Los Changos	525/230/66 kV	3	3x250/250/51	Existente

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

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

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

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

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

La figura 5-3 presenta la clasificación de las líneas de Transmisión en la zona de estudio divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 220 kV y 110 kV.

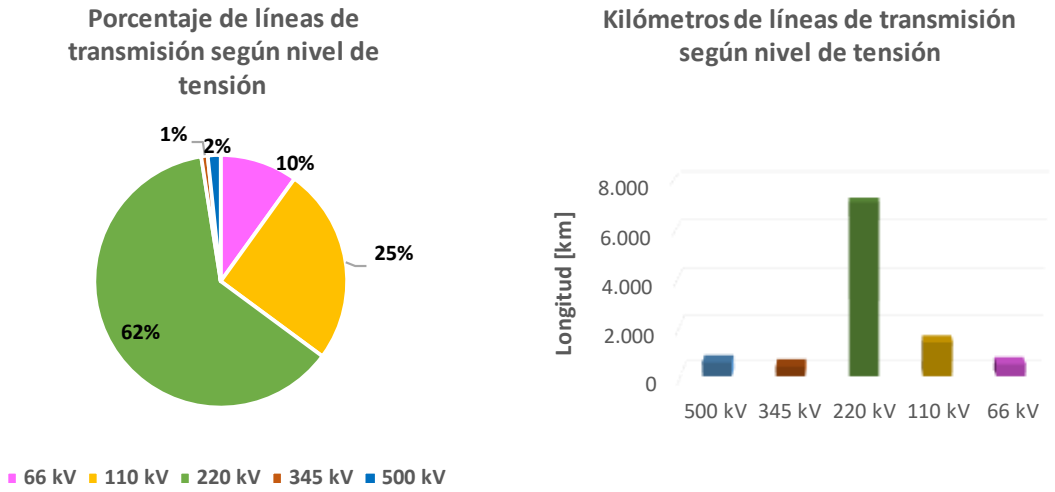


Figura 5-3. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Arica – Diego de Almagro.

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

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

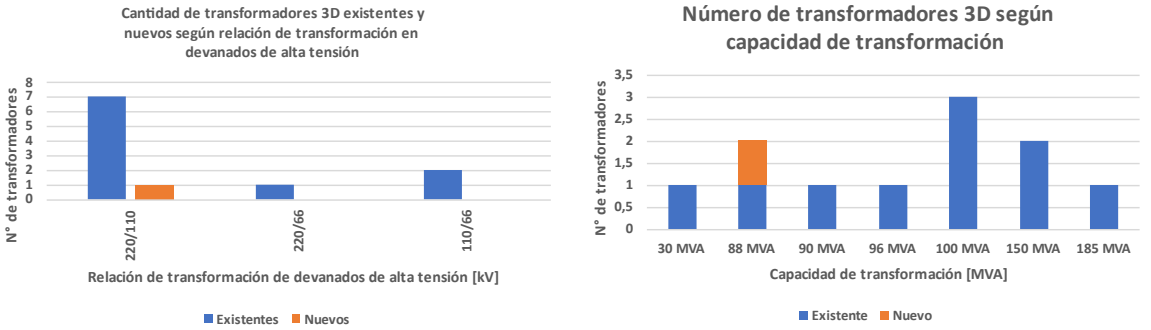


Figura 5-4. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

El nuevo transformador 220/110 kV que se observa en la figura 5-4, es instalado en la S/E Capricornio con una fecha estimada de entrada en operación en el primer trimestre de 2021. Por otro lado, la potencia de trasformación de estos equipos varía entre 30 y 195 MVA, donde el 69% supera los 80 MVA de potencia de transformación, proporción que alimenta principalmente las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta y Calama.

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

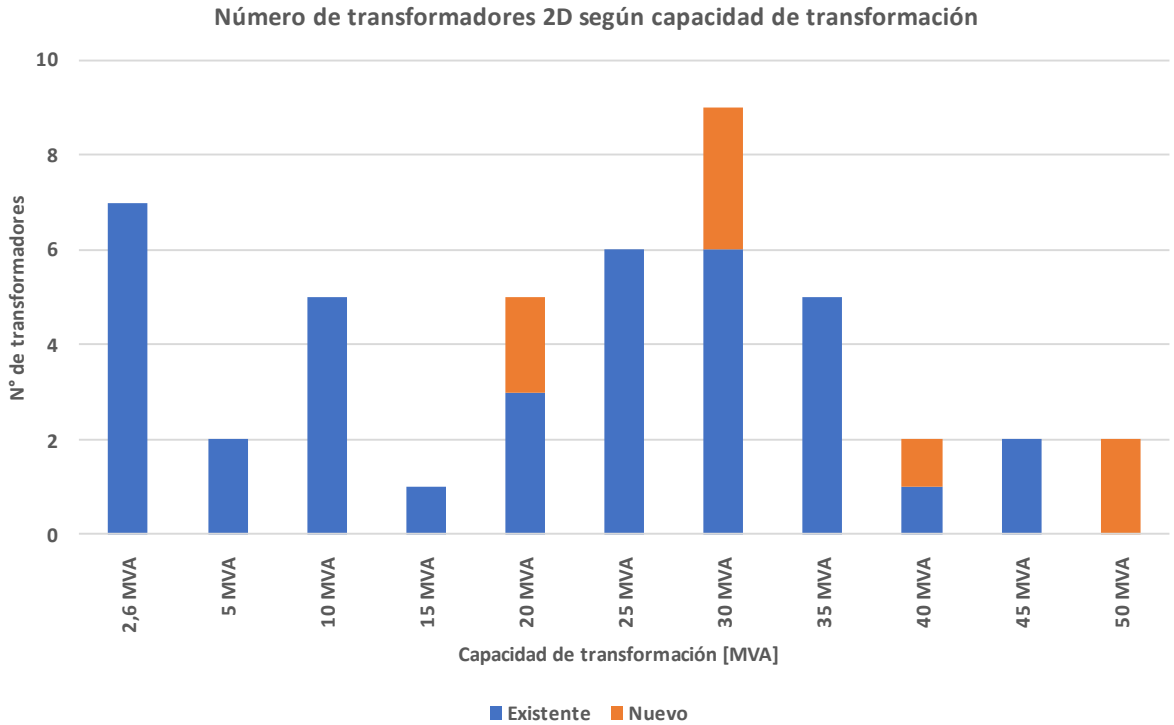


Figura 5-5. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Arica – Diego de Almagro.

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

5.1.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

Tabla 5-2. Cuadro de temperaturas, zona Arica – Diego de Almagro.

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

A continuación, mediante la tabla 5-3 a la tabla 5-6, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Arica – Diego de Almagro, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°4/2019, DE N°198/2019 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Seccionamiento En Barra S/E Antofagasta	Base
Ampliación En S/E Mejillones	Base
Aumento De Capacidad En S/E Chinchorro	Base
Aumento De Capacidad En S/E Alto Hospicio	Base
Nuevo Transformador En S/E La Negra	Base
Nueva S/E Guardiamarina 110/23–13 kV	Verano 2021
Ampliación S/E Capricornio	Verano 2021
Ampliación en S/E Parinacota	Verano 2021
Ampliación en S/E Cóndores	Verano 2021
Ampliación en S/E Calama	Verano 2021
Ampliación en S/E Quiani	Verano 2021

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

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

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

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

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

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

5.1.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-6 a la figura 5-26, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Arica – Diego de Almagro. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

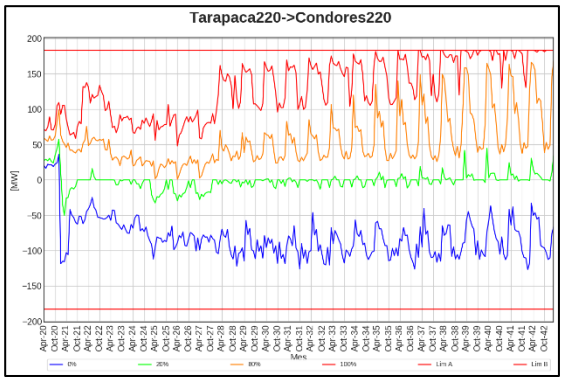


Figura 5-6. Utilización esperada tramo 220 kV Tarapacá - Cóndores.

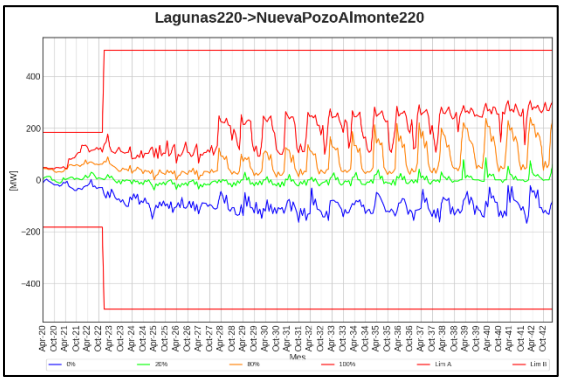


Figura 5-7. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte.

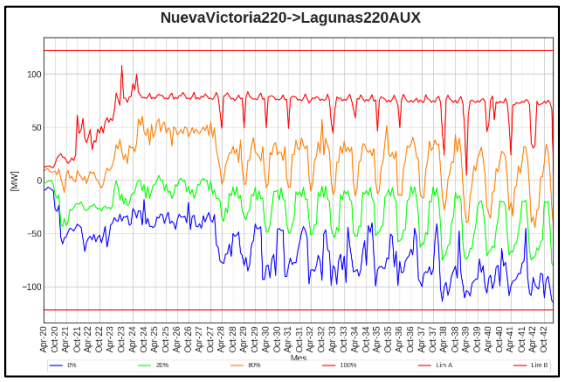


Figura 5-8. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Victoria - Lagunas.

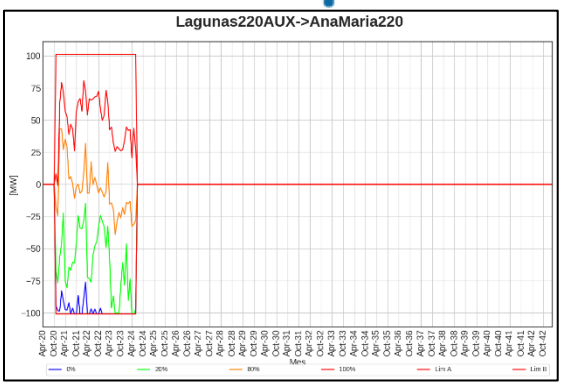


Figura 5-9. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas – Ana María.

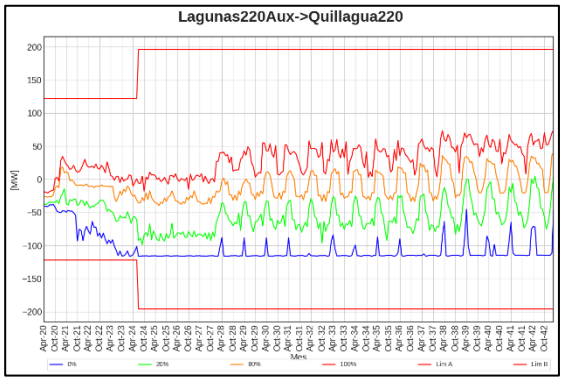


Figura 5-10. Utilización esperada tramo 220 kV Lagunas - Frontera.

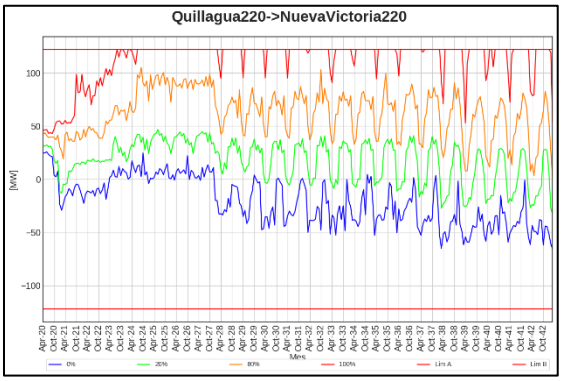


Figura 5-11. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – Nueva Victoria.

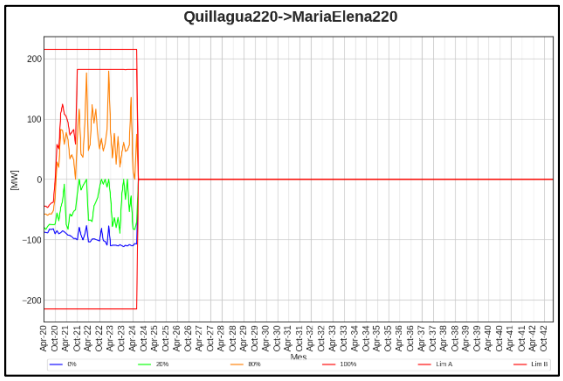


Figura 5-12. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – María Elena.

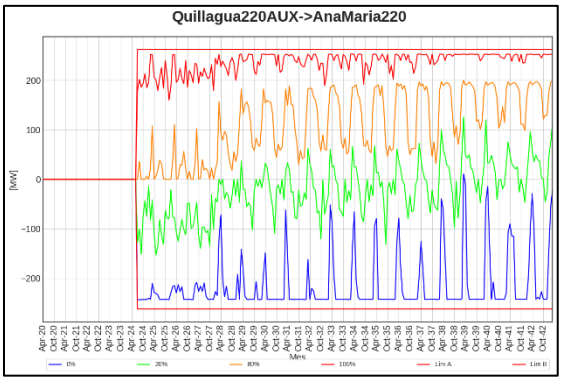


Figura 5-13. Utilización esperada tramo 220 kV Frontera – Ana María.

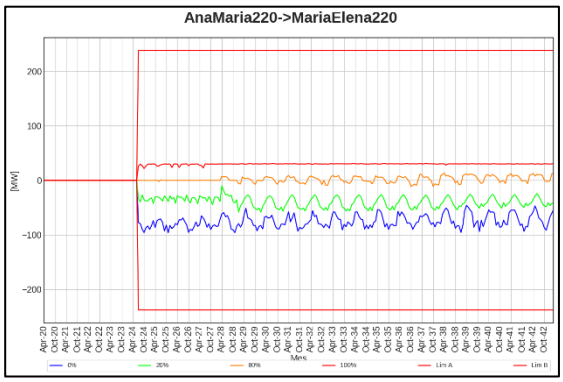


Figura 5-14. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María - María Elena.

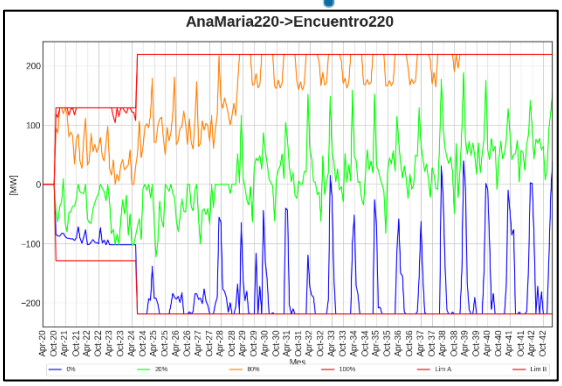


Figura 5-15. Utilización esperada tramo 220 kV Ana María – Encuentro.

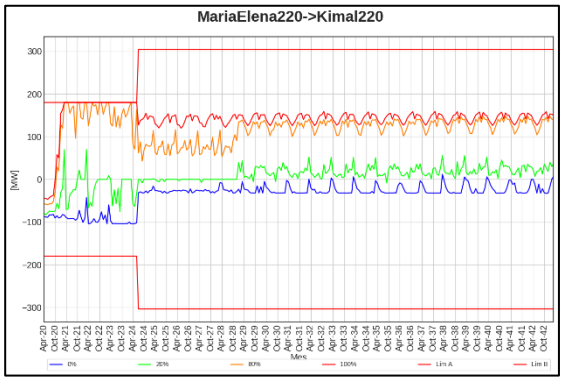


Figura 5-16. Utilización esperada tramo 220 kV María Elena - Kimal.

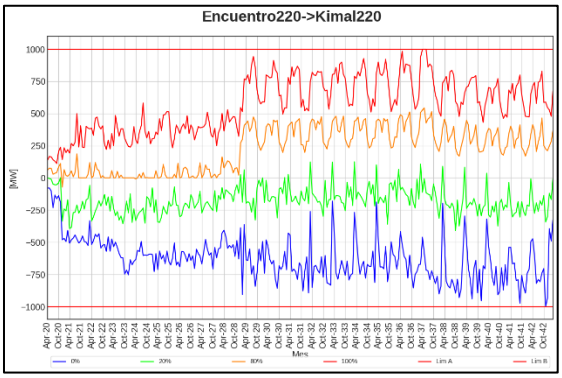


Figura 5-17. Utilización esperada tramo 220 kV Encuentro – Kimal.

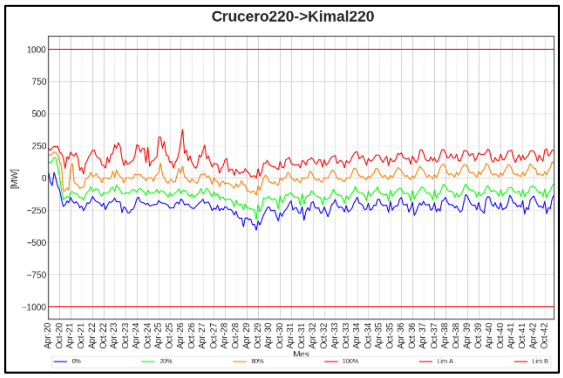


Figura 5-18. Utilización esperada tramo 220 kV Crucero - Kimal.

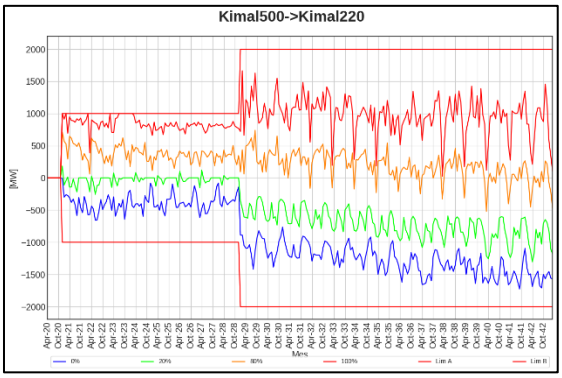


Figura 5-19. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Kimal.

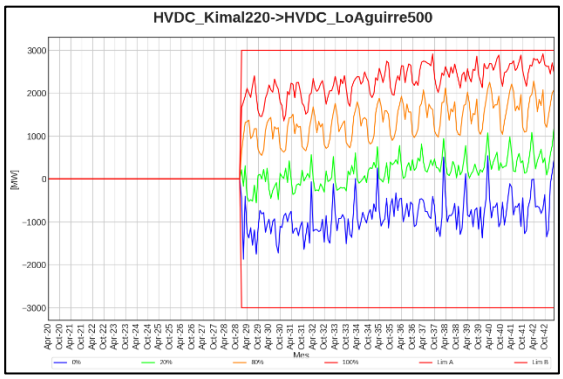


Figura 5-20. Utilización esperada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

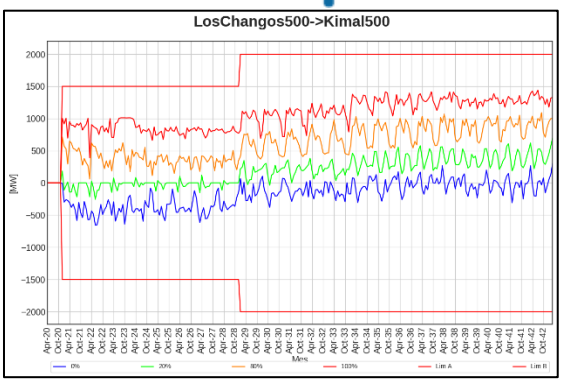


Figura 5-21. Utilización esperada tramo 500 kV Los Changos – Kimal.

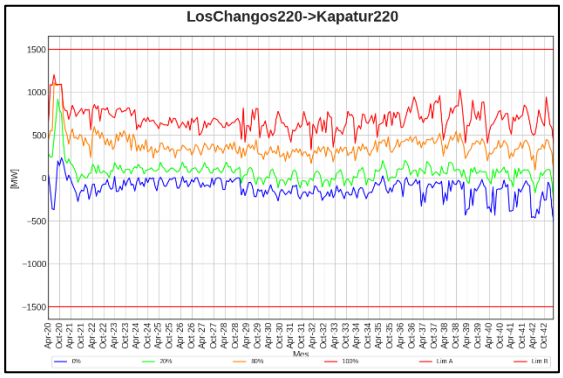


Figura 5-22. Utilización esperada tramo 220 kV Los Changos – Kapatur.

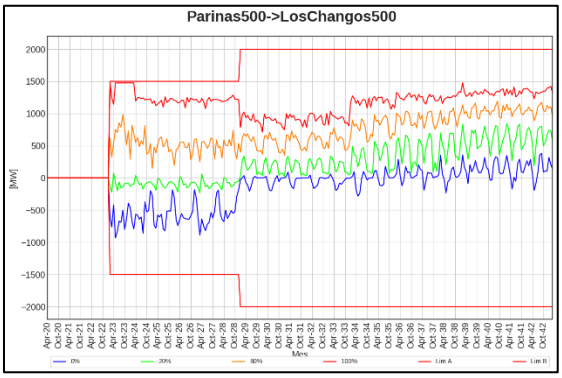


Figura 5-23. Utilización esperada tramo 500 kV Parinas – Los Changos.

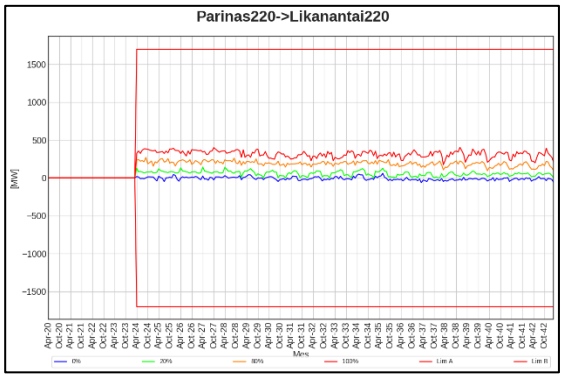


Figura 5-24. Utilización esperada tramo 220 kV Parinas – Likanantai.

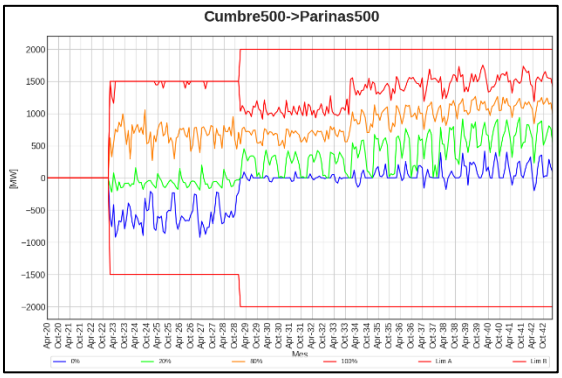


Figura 5-25. Utilización esperada tramo 500 kV Cumbre - Parinas.

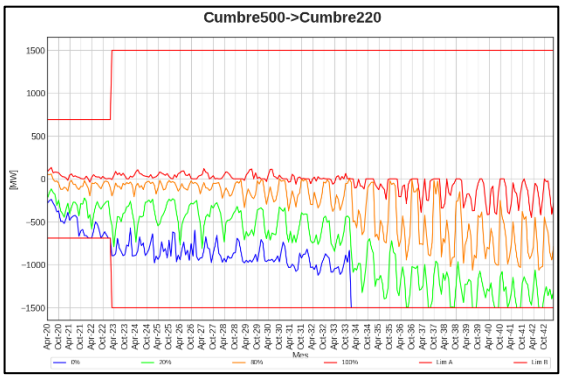


Figura 5-26. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Cumbre.

5.1.3.1 COMENTARIOS

- Se observan congestiones en el corredor María Elena – Kimal en el periodo 2021 – 2023, previo a la puesta en servicio del refuerzo del corredor de 220 kV Frontera – Kimal, del Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, correspondiente al año 2019 aprobado en la RE Nº252 de 2020.
- Se observan congestiones entre Ana María – Encuentro a partir del año 2029 con flujos hacia el sur. Esto se debe al gran desarrollo de proyectos fotovoltaicos presente en la zona entre SS/EE Lagunas y Kimal y la incorporación del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre.
- Se observa la disminución de las transferencias en el corredor de 500 kV al concretarse la entrada del sistema HVDC.
- No se observa la ocurrencia de otras situaciones de congestión en este sistema. Lo anterior se explica principalmente por los proyectos de transmisión que se encuentran en construcción o decretados, los que permiten aumentar la capacidad de transporte en operación.

5.1.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

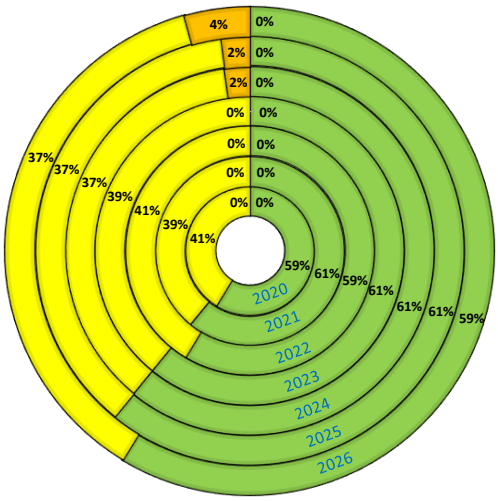


Figura 5-27. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Arica – Diego de Almagro.

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

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

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

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

5.1.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

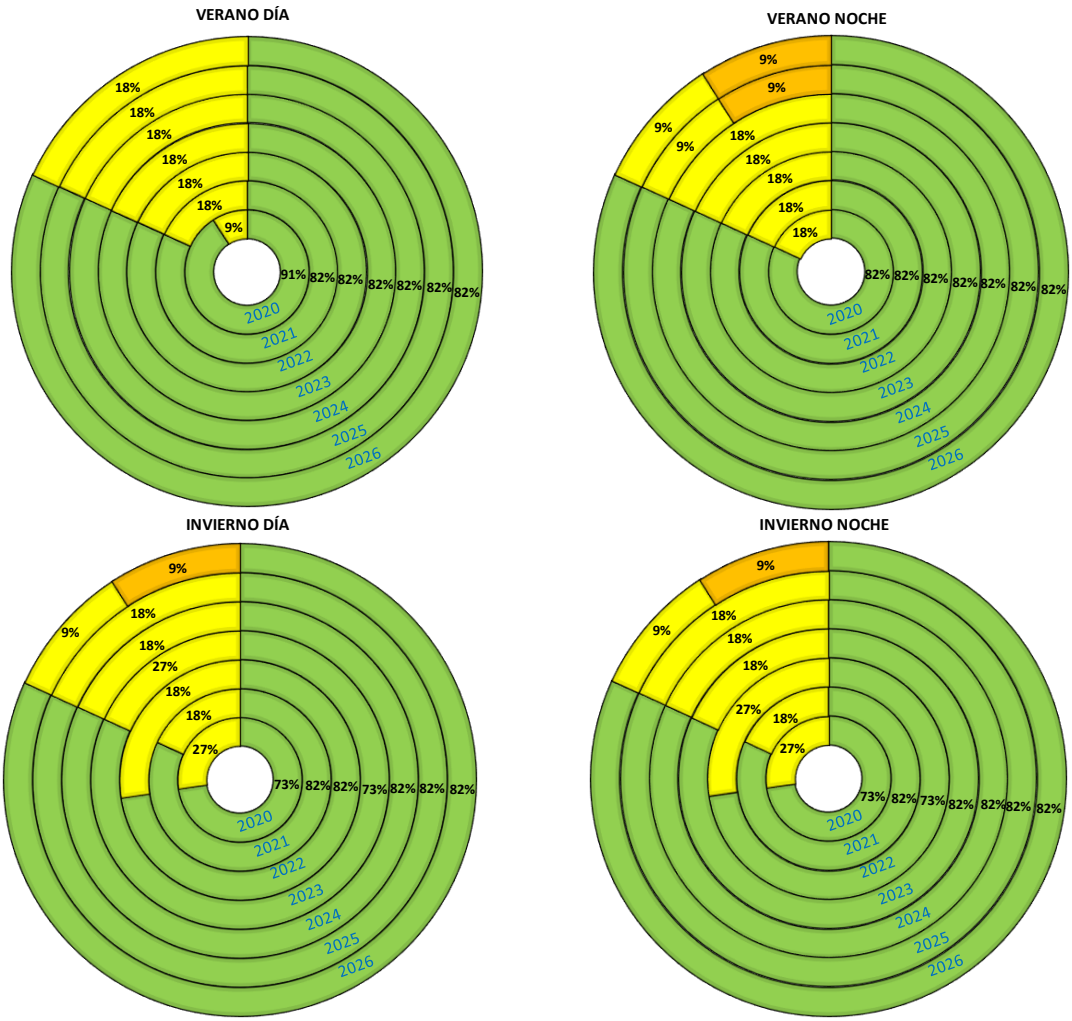


Figura 5-28. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Arica – Diego de Almagro.

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

5.1.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

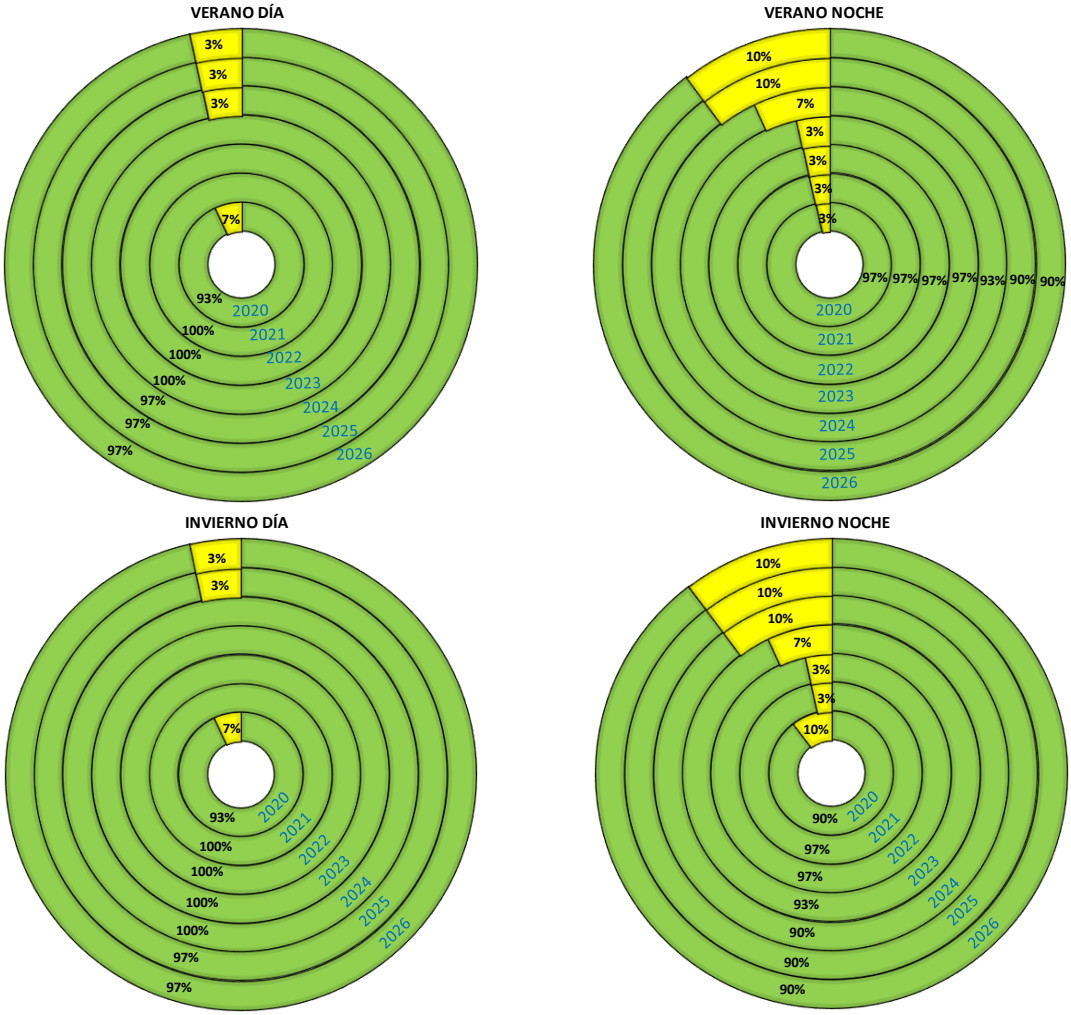


Figura 5-29. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Arica – Diego de Almagro.

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

5.1.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-8, resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Arica – Diego de Almagro.

Tabla 5-8. Restricciones actuales de operación en la zona Arica – Diego de Almagro.

Instalación	Restricción
S/E Parinacota	Paño asociado al transformador N°1 220/66 kV sin acceso a la barra de transferencia.
S/E Cóndores	Paño asociado al transformador N°1 220/110 kV sin acceso a la barra de transferencia.
S/E Calama	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Salar	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Capricornio	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Mejillones	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
S/E Esmeralda	No posee una barra de transferencia de 220 kV.
Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores Parinacota	a) Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta. b) Línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota limitada por TTCC en extremo S/E Cóndores. c) Línea 1x220 kV Tarapacá – Cóndores limitada por TTCC en extremo S/E Tarapacá.
Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas	Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas limitada por TTCC en extremo S/E Lagunas.
Línea 1x220 kV Salar – Calama	Línea 1x220 kV Salar – Calama limitada por TTCC en extremo S/E Salar.
Líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.	Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta
Capacidad de ruptura de los interruptores de 220 kV de S/E Crucero	Imposibilidad de operar enmallado el sistema 220 kV Crucero - Kimal - Encuentro
Línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro	Línea 1x220 kV Encuentro – El Tesoro limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza	Línea 1x220 kV El Tesoro – Esperanza limitada por TTCC en extremo S/E El Tesoro.
Línea 1x220 kV Laberinto – El Cobre	Línea 1x220 kV Laberinto – El Cobre limitada por TTCC en extremo S/E El Cobre.
Línea 2x220 kV Kapatur – Laberinto	Línea 2x220 kV Kapatur – Laberinto limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 2x220 kV Kapatur – O'Higgins	Línea 2x220 kV Kapatur – O'Higgins limitada por TTCC en ambos extremos.
Línea 2x500 kV Changos – Cumbre	Línea 2x500 kV Changos – Cumbre limitada por amortiguamiento en transferencias Norte → Sur y por estabilidad de tensión en transferencias Sur → Norte.
Líneas 220 kV del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Norte Grande	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.

5.1.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.1.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Zona Arica – Diego de Alamgro, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-9 muestra los resultados del análisis.

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

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

5.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

5.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 116.058 km^2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total de la zona es de aproximadamente 1.134.271 habitantes, lo que corresponde al 6,5% de la población total del país.

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

- Región de Atacama.
- Región de Coquimbo.

La figura 5-30 presenta un mapa geográfico de la zona de estudio, ilustrando algunas de sus líneas eléctricas de más alta tensión. Las instalaciones del sistema de transmisión que se encuentran en la zona son esquematizadas en la figura 5-31, las cuales a su vez son individualizadas con información relevante en la tabla 5-10. Se puede indicar que la zona posee líneas de transmisión energizadas en 220 y 500 kV, las que aproximadamente suman una extensión de 3.000 km.

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

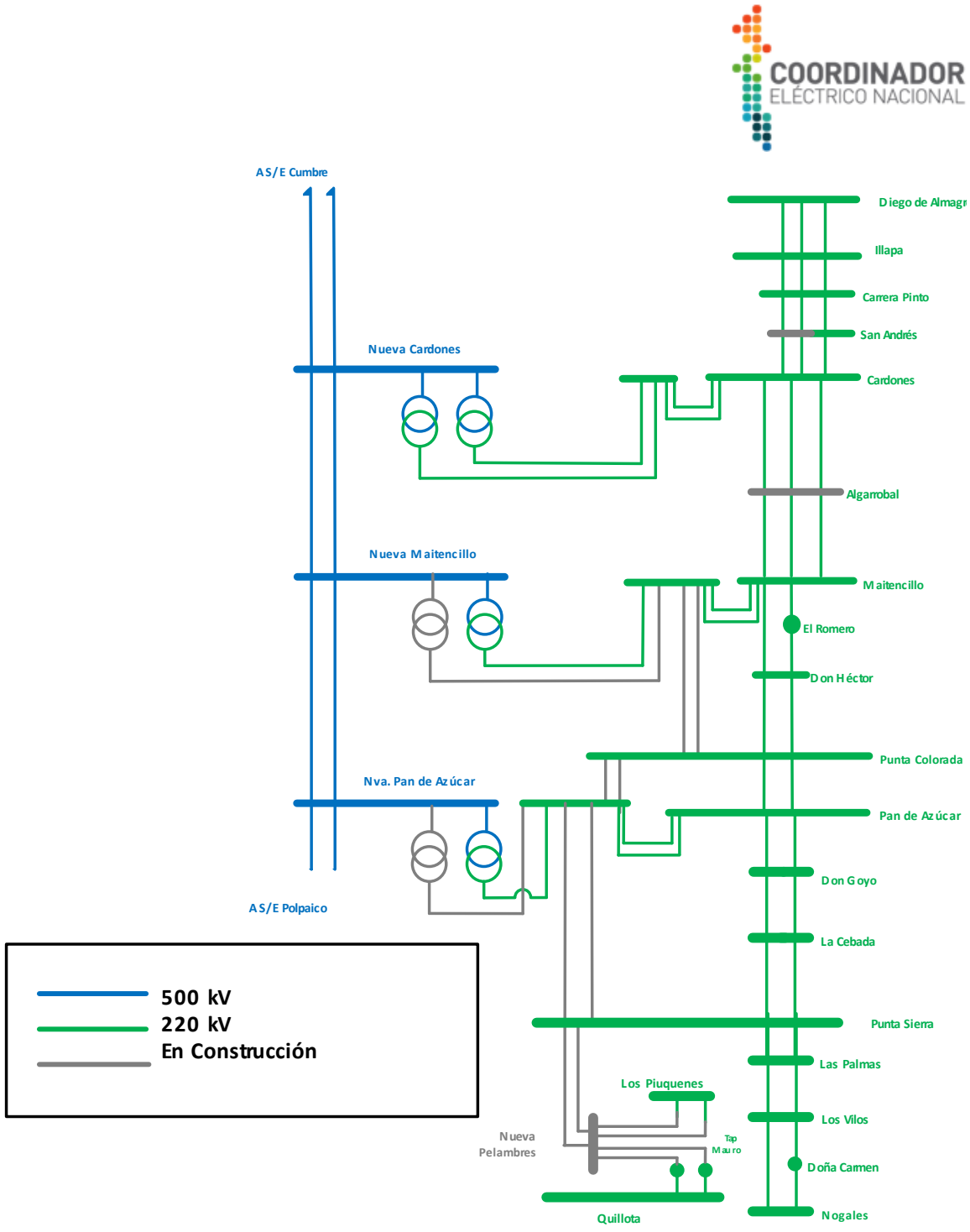


Figura 5-31. Sistema de Transmisión Nacional de la Zona Diego de Almagro – Quillota.

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

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Cardones - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Cardones - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Cardones - Nueva Cardones	220	2	750	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - Illapa L2	220	2	343	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L1	220	1	431	Existente
L. Carrera Pinto - San Andrés L2	220	2	343	Existente
L. Don Goyo - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Don Héctor - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Los Vilos - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Nogales	220	2	224	Existente
L. Los Vilos - Tap Doña Carmen	220	1	224	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L1	220	1	267	Existente
L. Maitencillo - Algarrobal L2	220	2	293	Existente
L. Maitencillo - Don Héctor	220	2	197	Existente
L. Maitencillo - Tap El Romero	220	1	197	Existente
Autotransformadores Nueva Cardones	525/230/34,5	2	3x250/250/82,6	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L1	220	1	431	Existente
L. Illapa - Diego de Almagro L2	220	2	343	Existente
L. Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	2	2.356	Existente
L. Pan de Azúcar - Don Goyo	220	2	224	Existente
L. Pan de Azúcar - Punta Colorada	220	2	197	Existente
L. Punta Sierra - La Cebada	220	2	224	Existente
L. Punta Sierra - Las Palmas	220	2	224	Existente
L. San Andrés - Cardones L1	220	1	431	Existente
L. San Andrés - Cardones L2	220	2	343	Existente
L. Tap El Romero - Don Héctor	220	1	197	Existente

El sistema de transmisión zonal estudiado en esta área se compone por un total de 54 líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1.331 km con niveles de tensión de 110 kV y 66 kV, en donde predominan las líneas de 110 kV, las que abarcan 1.055 km de longitud, aproximadamente.

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

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

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

En la figura 5-32 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión zonal en estudio, divididas por tensión, en donde se aprecia la alta proporción de líneas de 110 kV.

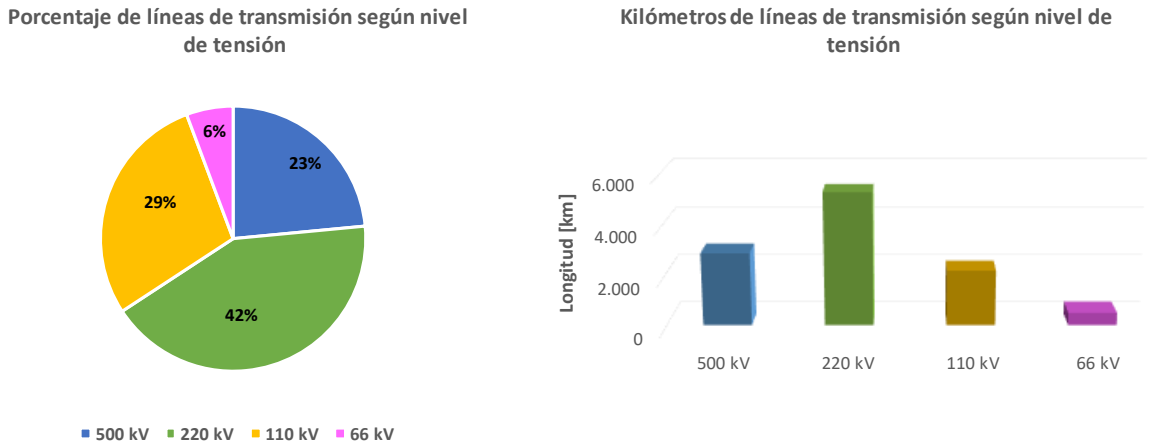


Figura 5-32. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Diego de Almagro - Quillota.

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

En la figura 5-33 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

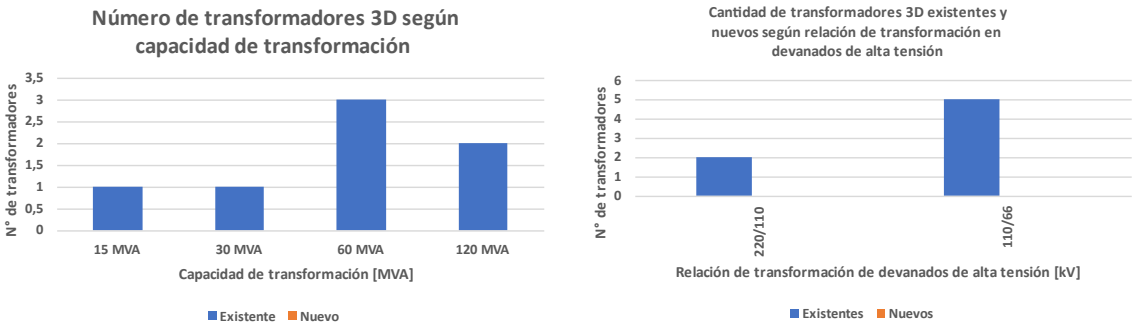


Figura 5-33. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

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

En la figura 5-34, se muestra la cantidad de transformadores según la capacidad de estos, donde se observa que los transformadores típicos en esta zona son de 30, 20 y 10 MVA.

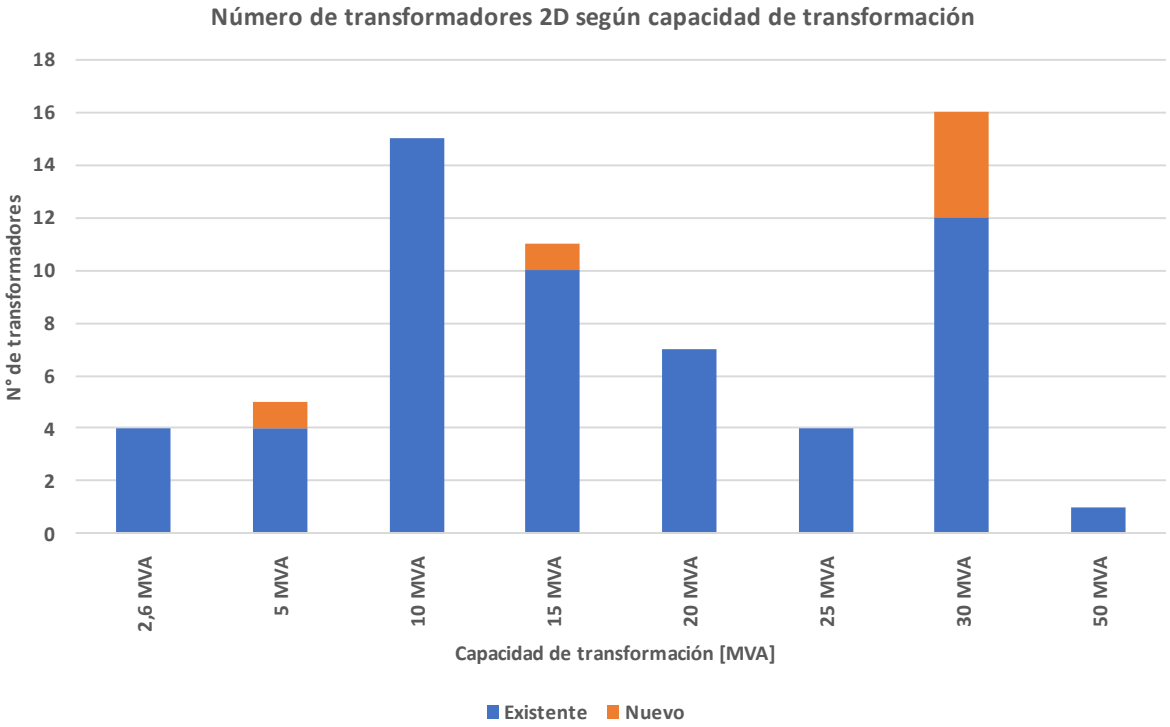


Figura 5-34. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Diego de Almagro - Quillota.

5.2.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

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

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

A continuación, mediante la tabla 5-12 a la tabla 5-18, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Diego de Almagro – Quillota, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-12. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 2x66 kV Pan De Azúcar - Guayacán	Base
Proyecto El Peñón - Pan De Azúcar	Base
Aumento De Capacidad Tramo De Línea 1x110 kV Choapa - Illapel	Base
Aumento De Capacidad Línea 1x110 kV Pan De Azúcar – San Joaquín	Base
Aumento De Capacidad en S/E San Juan	Base
S/E Castilla	Base
Proyecto Paranal - Armazones	Base
Nuevos Transformadores En S/E Pan De Azúcar	Base
Ampliación en S/E Copayapu	Verano 2021
Ampliación en S/E San Joaquín	Verano 2021
Ampliación en S/E Combarbalá	Invierno 2020
Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Maitencillo – Algarrobo	Verano 2021

Tabla 5-13 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Doble Vinculación Transformador Nº1 220/110 kV en S/E Cardones	Verano 2023
Ampliación en S/E Caldera	(*)
Ampliación en S/E Cerrillos	(*)
Ampliación en S/E Atacama Kozán	(*)
Ampliación en S/E Plantas	Verano 2022
Nuevo Transformador en S/E Illapel	(*)

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

Tabla 5-14 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

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

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

Tabla 5-15 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°198 05/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Ovalle	(*)
Adecuaciones en S/E Choapa	Invierno 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Choapa – Illapel	Invierno 2023

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

Tabla 5-16 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018 (DE N°231 27/08/2019), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Damascal	Invierno 2023

Tabla 5-17 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 07/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Vallenar	Verano 2024
Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota – Marbella	Verano 2024

Tabla 5-18 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Diego de Almagro – Quillota.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo – Vallenar	Verano 2025
Nueva S/E La Ligua	Verano 2025

En la tabla 5-19 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-19. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Diego de Almagro – Quillota.

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

5.2.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-35 a la figura 5-43, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Diego de Almagro – Quillota. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

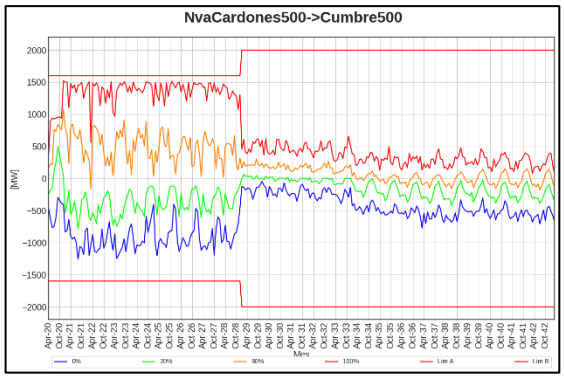


Figura 5-35. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Cardones – Cumbre.

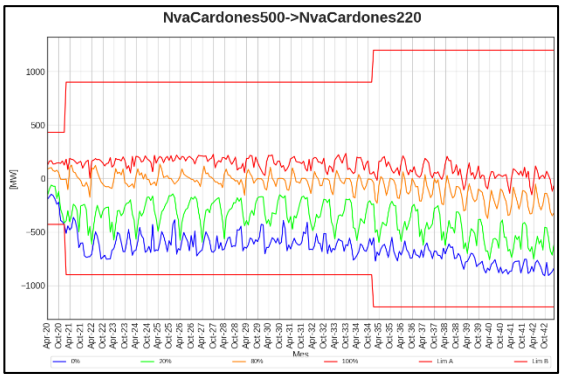


Figura 5-36. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Cardones.

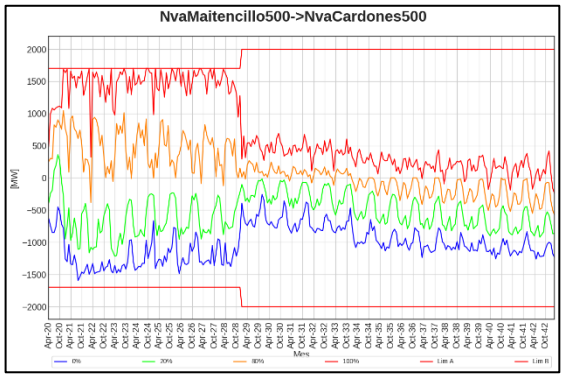


Figura 5-37. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Cardones.

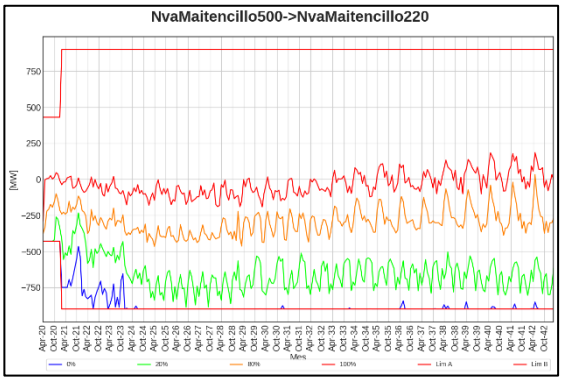


Figura 5-38. Utilización esperada transformación 500/220 kV Nueva Maitencillo.

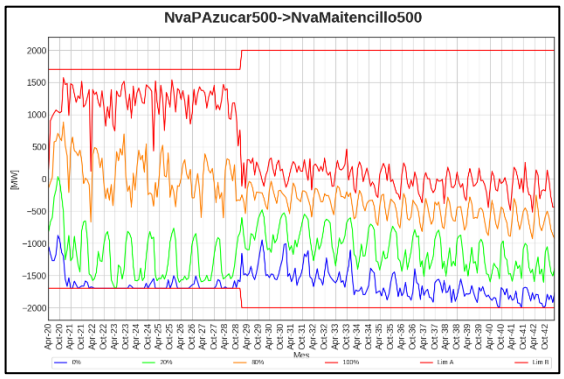


Figura 5-39. Utilización esperada tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo.

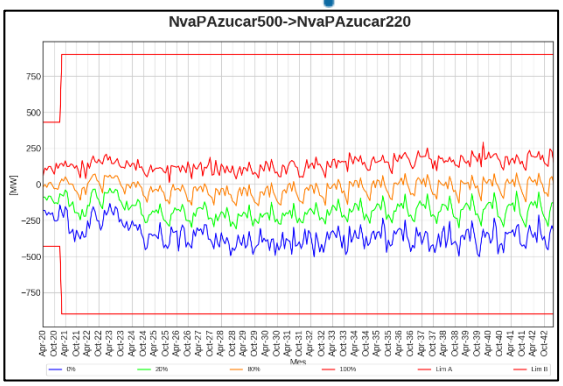


Figura 5-40. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Nueva Pan de Azúcar.

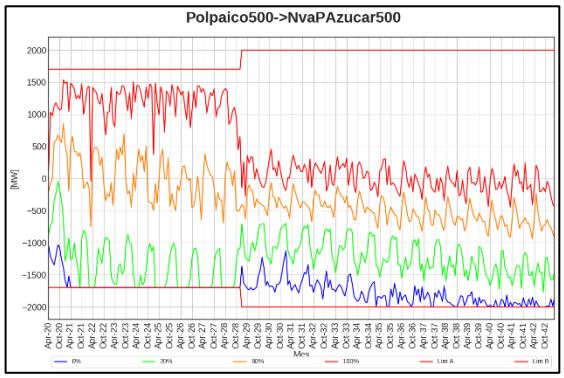


Figura 5-41. Utilización esperada tramo 500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar.

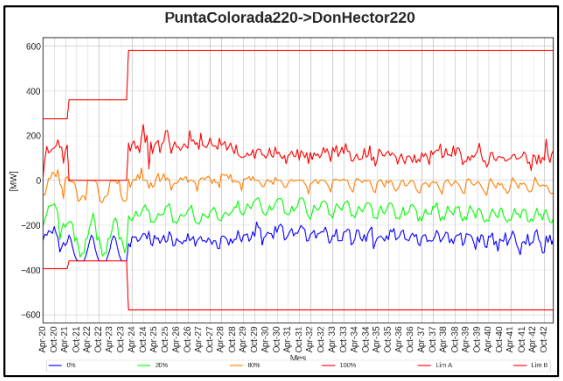


Figura 5-42. Utilización esperada tramo 220 kV Punta Colorada – Don Héctor.

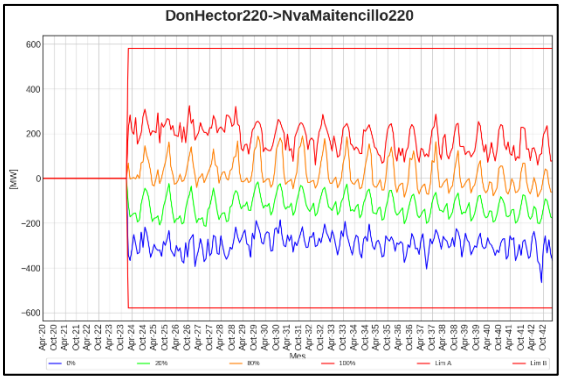


Figura 5-43. Utilización esperada tramo 220 kV Don Héctor – Nueva Maitencillo.

5.2.3.1 COMENTARIOS

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

5.2.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

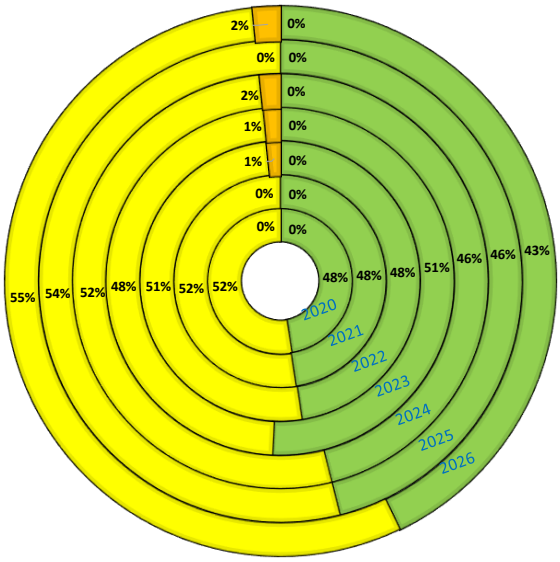


Figura 5-44. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Diego de Almagro – Quillota.

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

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

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

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

5.2.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

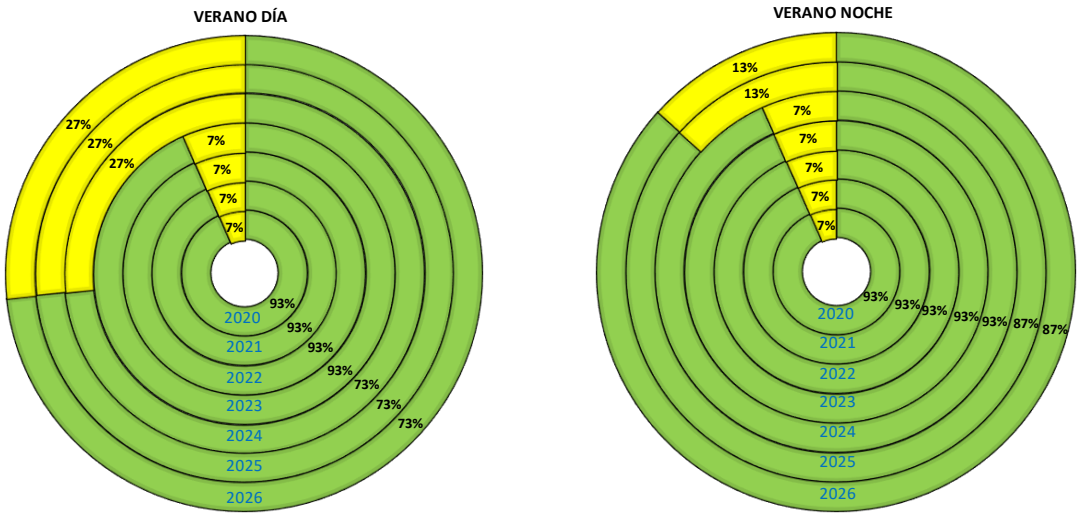


Figura 5-45. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Diego de Almagro – Quillota.

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

5.2.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

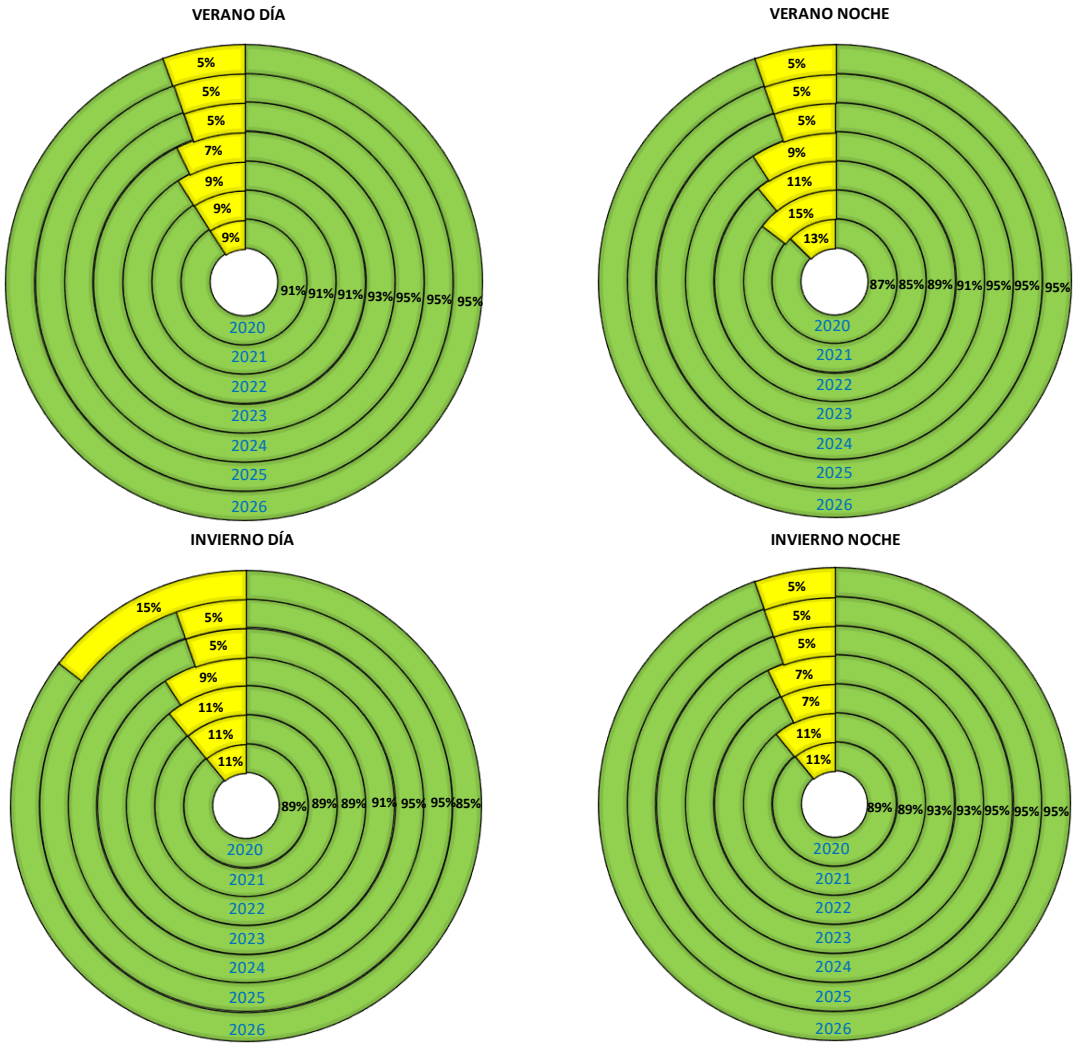


Figura 5-46. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Diego de Almagro – Quillota.

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

5.2.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

La tabla 5-21 resume la condición de algunas instalaciones de transmisión que generan restricciones operacionales que actualmente existen en la zona estudiada de Diego de Almagro - Quillota.

Tabla 5-21. Restricciones actuales de operación en la zona Diego de Almagro - Quillota.

Instalación	Restricción
Líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional entre las SS/EE Kimal y Polpaico	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.
S/E Diego de Almagro	Transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, con paño común de 1x220 kV. Falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados (salvo paños de líneas troncales).
Línea 1x220 kV Diego de Almagro - Illapa - Carrera Pinto	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
S/E Cardones	Transformadores N°1 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, conectados a la misma sección de barra de 220 kV. Desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°2 220/110 kV, 75 MVA, de esta S/E, conectado a la otra sección de barra, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.
	Paños de 1x220 kV asociados a los transformadores N°1, N°2 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, sin la posibilidad de ser reemplazados.
Línea 3x220 kV Maitencillo - Cardones	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.
S/E Los Vilos	Paños de 1x220 kV asociados a las líneas 1x220 kV Los Vilos - Choapa y 1x220 kV Los Vilos - Los Espinos. Si bien la S/E dispone de barras de transferencias, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
Línea 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones	Línea 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones limitada por CCSS.
Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar limitada por CCSS.
Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico limitada por regulación de tensión en ambos sentidos de transferencia.

5.2.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.2.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Zona Diego de Almagro - Quillota, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-22 muestra los resultados del análisis.

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

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

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

5.3 ZONA QUINTA

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 16.396 km2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 1.815.902 habitantes, lo que corresponde al 10% de la población nacional.
El sistema se ubica en el centro del país y comprende las instalaciones ubicadas en la Región de Valparaíso, según lo mostrado en la figura 5-47.

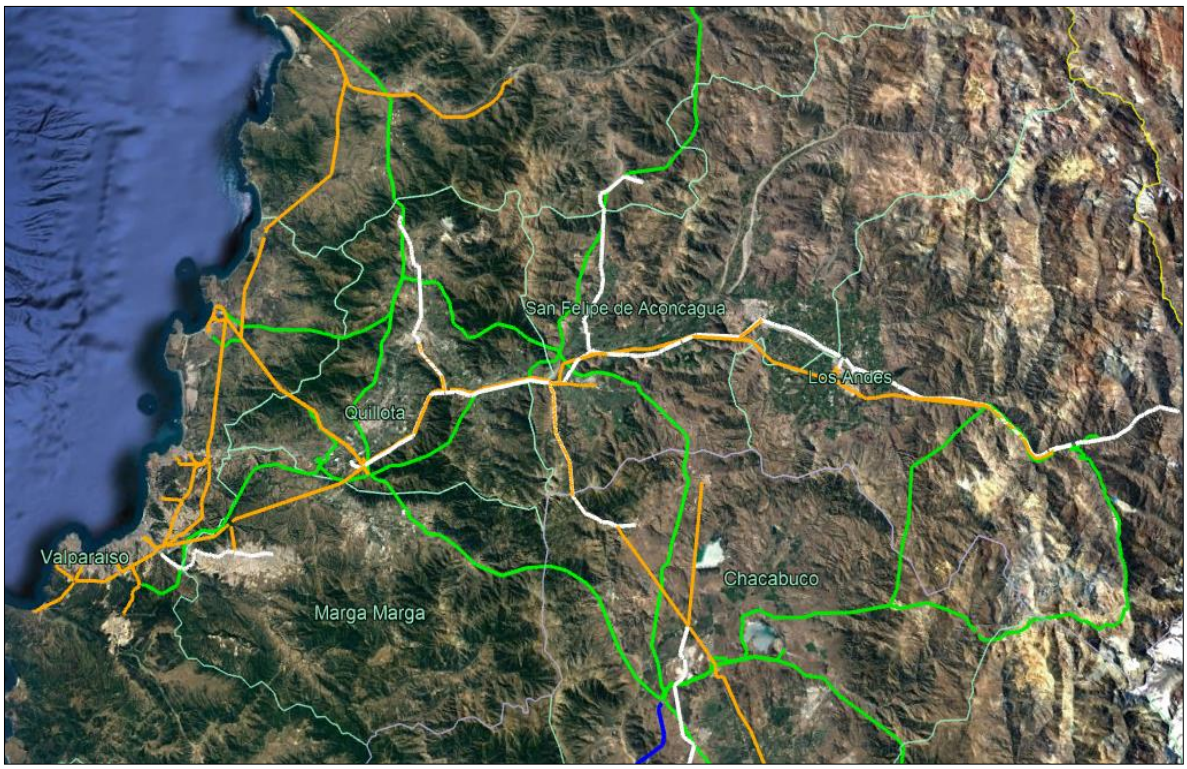


Figura 5-47. Mapa geográfico de la zona Quinta.

El sistema Zona Quinta cuenta con puntos importantes de generación, localizándose uno de ellos en la zona de Quintero, formado por las centrales termoeléctricas a carbón: Campiche, Nueva Ventanas, Ventanas 1 y 2. Parte de esta generación ingresa al sistema zonal de la Región de Valparaíso, a través de la S/E Ventanas 110 kV. Por otro lado, parte de la generación se incorpora al sistema nacional a través de la S/E Nogales 220 kV; desde esta subestación la energía se redistribuye hacia el norte por medio de la S/E Los Vilos y al sur por medio de las SS/EE Quillota 220 kV y Polpaico 220 kV. El otro punto de generación significativo es el ubicado en la zona de Quillota sector San Luis, donde se encuentran las centrales GNL Nehuenco y San Isidro. Este último punto de generación abastece a parte del sistema zonal de la Región de Valparaíso a través de la S/E Agua Santa 220 kV.

Finalmente, parte de la energía generada en San Luis, ingresa al sistema nacional a través de la S/E Quillota 220 kV.

Las instalaciones más relevantes de la zona Quinta se muestran en la figura 5-48. La tabla 5-23 muestra las principales características de estas instalaciones.

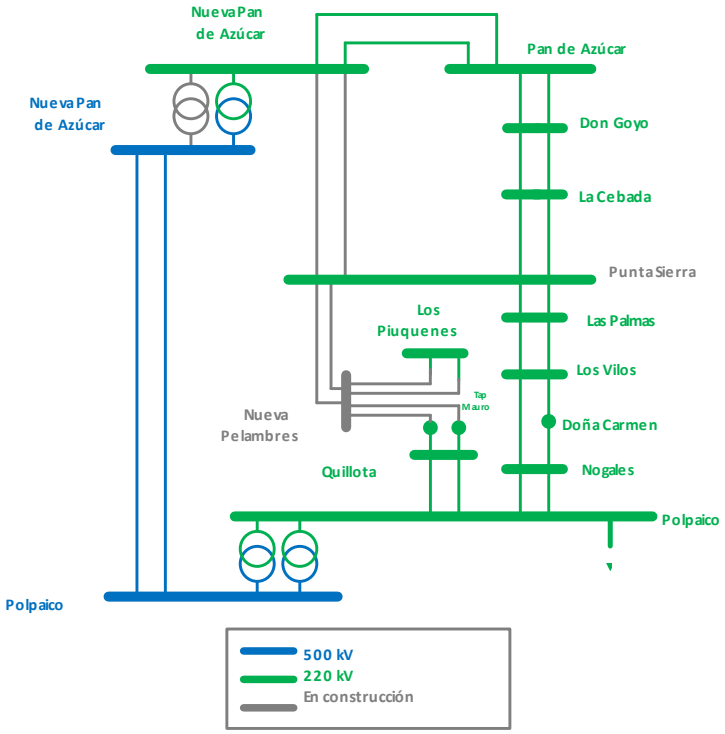


Figura 5-48. Diagrama Unilineal de la Zona Quinta Región.

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

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

La zona Quinta cuenta con una subzona que es la zona cordillerana del Aconcagua. El sistema nacional para este sector se forma en gran mayoría por las instalaciones de 220 kV que se

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

El sistema zonal está compuesto por un total de 162 secciones de tramos de líneas de transmisión, cuya extensión alcanza cerca de 1,382 km con niveles de tensión de 220 kV, 110 kV, 66 kV y 44 kV, donde las líneas de 110 kV son las que se presentan en mayor cantidad (79 secciones de tramos) y cubren la mayor distancia (662 km aproximadamente). Este sistema se abastece desde cinco puntos: S/E Ventanas 220/110 kV, S/E Quillota 220/110 KV, S/E Agua Santa 220/110 kV, S/E Alto Melipilla 220/110 kV y S/E Los Maquis 220/110 kV. La figura 5-49 presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio por nivel de tensión.

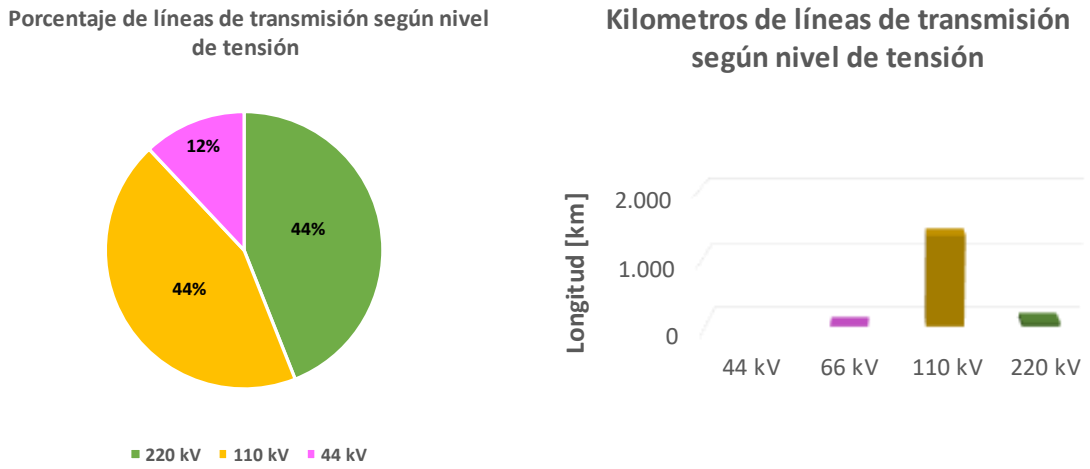


Figura 5-49. Clasificación de líneas de transmisión según el nivel de tensión y kilómetros, zona Quinta Región.

En la figura 5-50 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

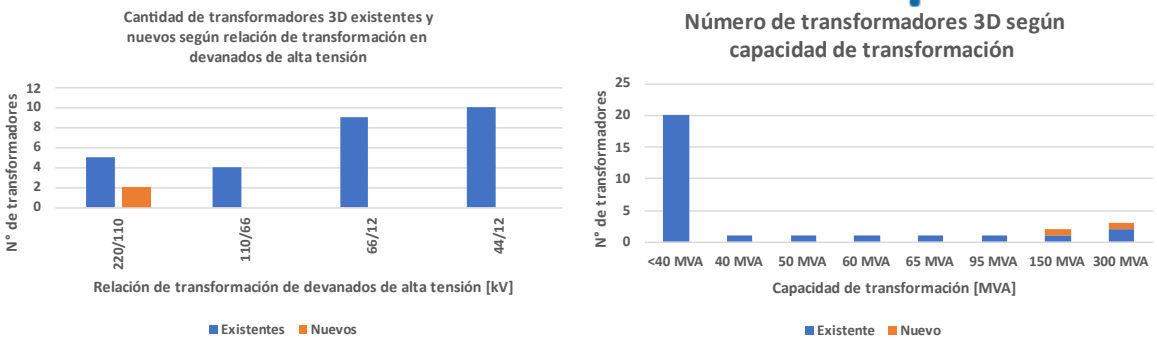


Figura 5-50. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Quinta Región.

Los nuevos transformadores 220/110 kV que se observan en la figura 5-50 son instalados en las SS/EE Agua Santa, Alto Melipilla y Nueva Río Aconcagua.

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 77 transformadores de distintos niveles de transformación y capacidades. En la figura 5-51 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

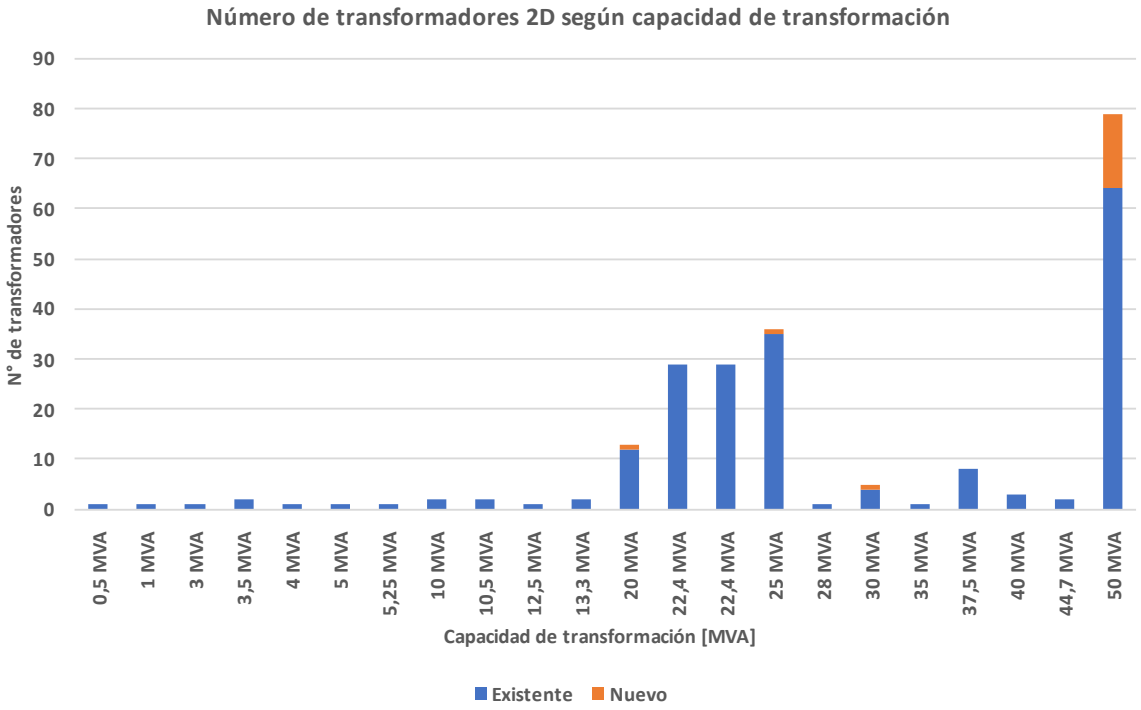


Figura 5-51. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, zona Quinta Región.

5.3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

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

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

A continuación, mediante la tabla 5-25 a la tabla 5-31, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Quinta, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

Tabla 5-25. Obras de Ejecución Obligatoria (DE N°418 04/08/2017), zona Quinta.

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva línea 2x110 kV Tap Off Mayaca - Mayaca	Caso Base
Nueva Línea 2x110 kV Tap Off Peñablanca – Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Mayaca 110 kV	Caso Base
Nueva S/E Peñablanca	Caso Base
Nueva S/E Tap Off Mayaca 110 kV	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Calera	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Las Vegas	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Reñaca	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Antonio	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E San Felipe	Caso Base
Aumento de Capacidad en S/E Valparaíso	Caso Base
Doble Barra Tap Algarrobo	Caso Base
Ampliación S/E Agua Santa	Caso Base
Ampliación S/E Catemu	Caso Base
Ampliación S/E Bosquemar	Caso Base
Ampliación S/E Placilla	Caso Base
Ampliación S/E Río Blanco	Caso Base
Ampliación S/E San Antonio	Verano 2020
Ampliación S/E San Felipe	Verano 2020

Subestación Nueva Casablanca 220/110 kV	Invierno 2020
Ampliación en S/E Alto Melipilla.	Invierno 2021
Nueva Línea 2x220 KV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	Invierno 2023
S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	Invierno 2021
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	Verano 2021
Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael	Verano 2022
Nueva S/E La Pólvora 220/110 kV	Verano 2021

Tabla 5-26 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°293 08/11/2018), zona Quinta.

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

Tabla 5-27 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 (DE N°4 09/01/2019).

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

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

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

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

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

Tabla 5-30 Obras de ampliación – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°171 7/09/2020), zona Quinta.

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

Tabla 5-31 Obras nuevas – Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2019 (DE N°185 24/09/2020), zona Quinta.

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

En la tabla 5-32 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-32. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Quinta.

Proyecto	Escenario	Resolución
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 1	Invierno 2021	RE 655 14/10/2019
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV – Etapa 2	Invierno 2022	RE 655 14/10/2019
Nuevo Transformador en S/E Seccionadora Ventanas – Torquemada 2x110 kV	Verano 2023	RE 206 16/06/2023

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

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

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

5.3.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 5-52 a la figura 5-61 se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para

los escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

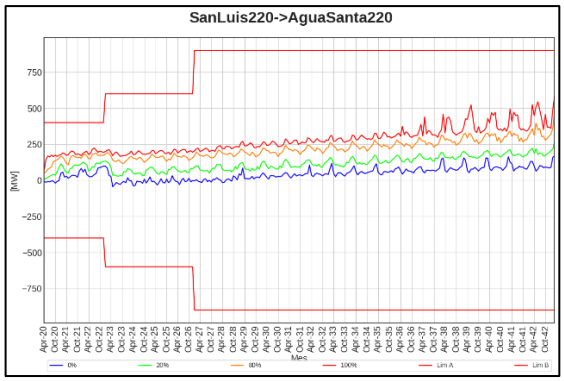


Figura 5-52. Utilización esperada tramo 220 kV San Luis – Agua Santa.

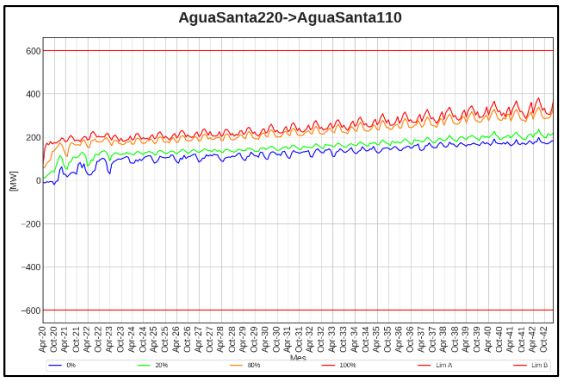


Figura 5-53. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Agua Santa.

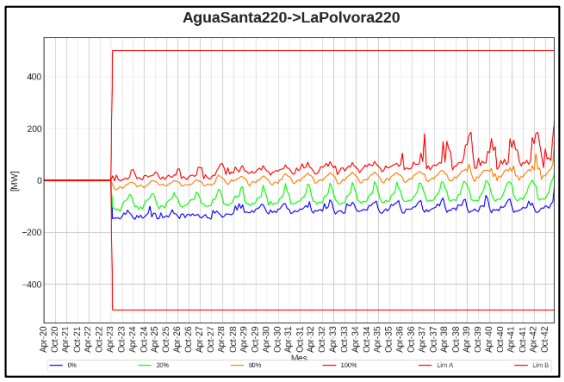


Figura 5-54. Utilización esperada tramo 220 KV Agua Santa – La Pólvora.

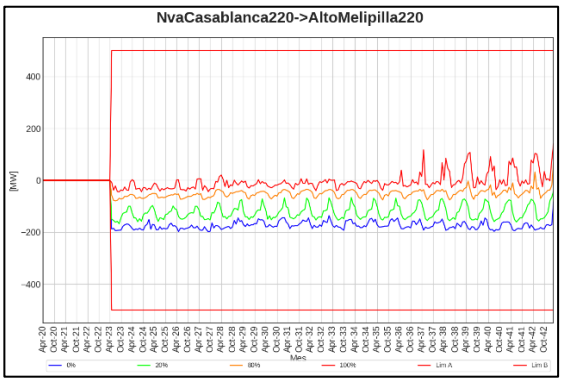


Figura 5-55. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Casablanca – Alto Melipilla.

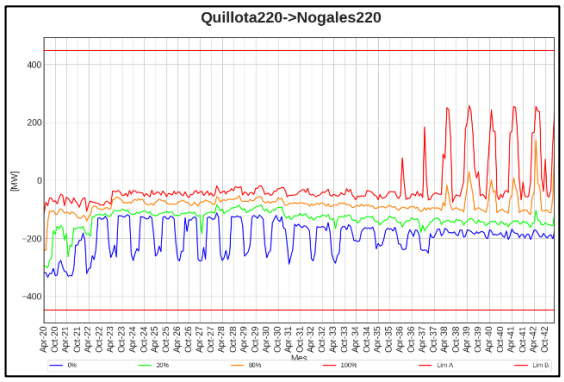


Figura 5-56. Utilización esperada tramo 220 kV Quillota - Nogales.

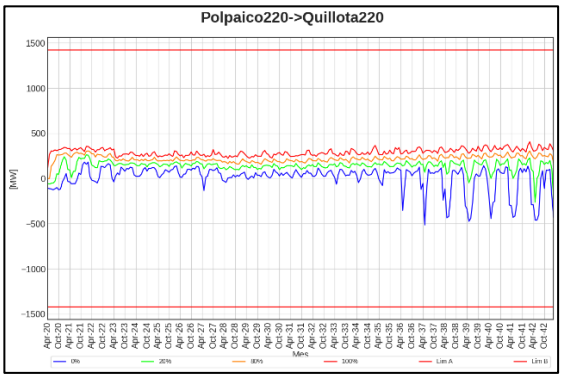


Figura 5-57. Utilización esperada tramo 220 kV Polpaico - Quillota.

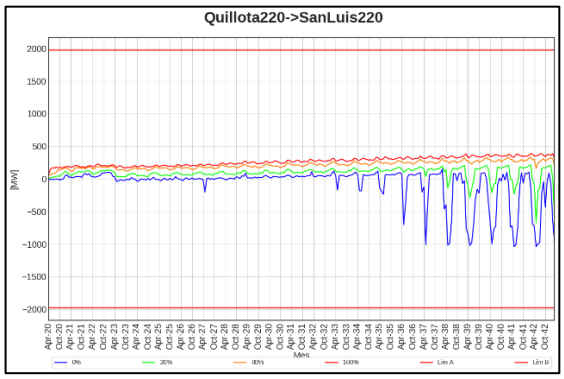


Figura 5-58. Utilización esperada tramo 220 kV Quillota – San Luis.

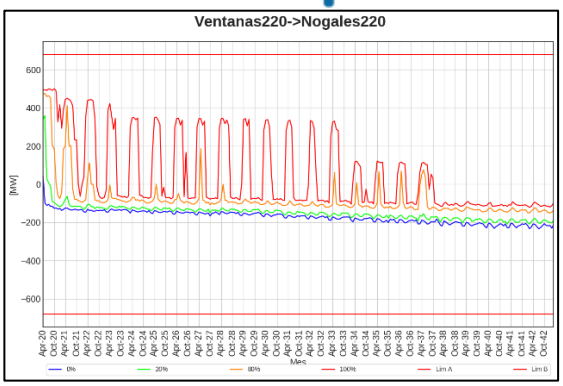


Figura 5-59. Utilización esperada tramo 220 kV Ventanas - Nogales.

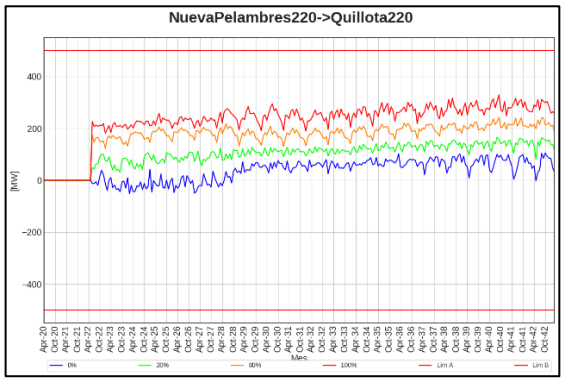


Figura 5-60. Utilización esperada tramo 220 kV Nueva Pelambres – Quillota.

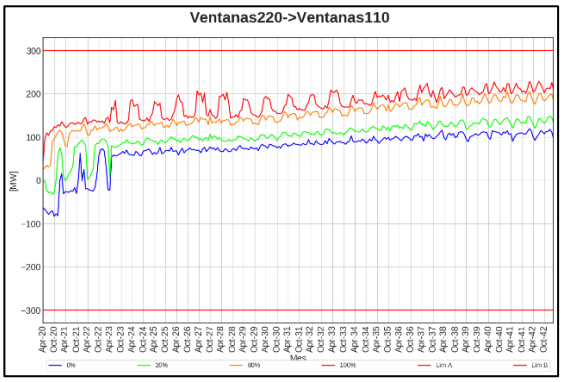


Figura 5-61. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Ventanas.

5.3.3.1 COMENTARIOS

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

5.3.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

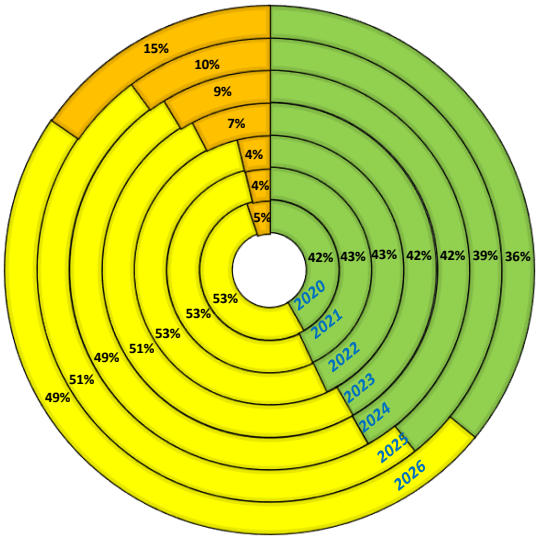


Figura 5-62. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Quinta.

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

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

A continuación, la tabla 5-34 presenta el listado de transformadores con cargabilidad entre el 85% y 99% durante el periodo 2020 – 2026, que no cuentan en el horizonte de análisis con una obra nueva, obra de ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva.

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

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

5.3.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

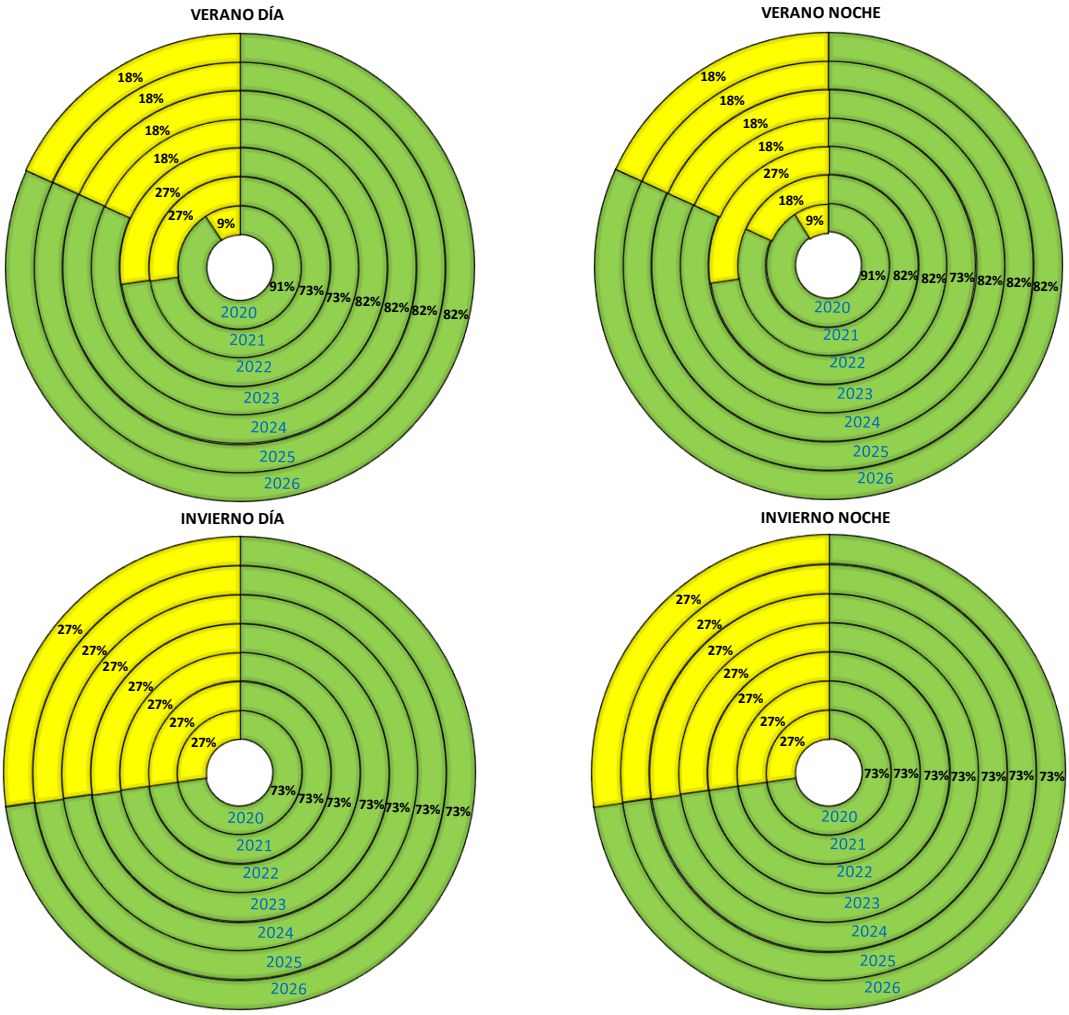


Figura 5-63. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Quinta.

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

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

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

5.3.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

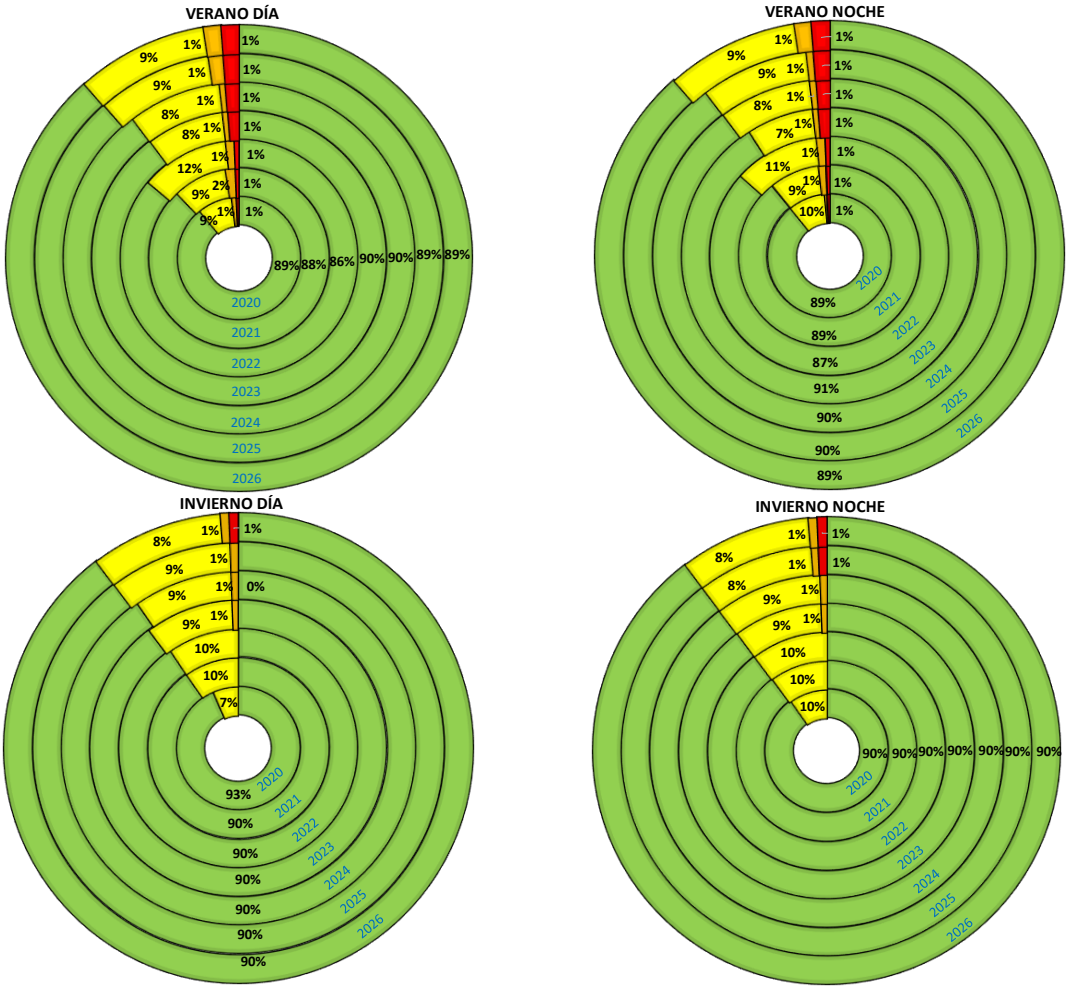


Figura 5-64. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Quinta.

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

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

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

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

5.3.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

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

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

Instalación	Restricciones
Sistema Quinta Región Costa	Restricciones operacionales en escenarios de alta demanda e indisponibilidad de generación interna, ante la desconexión forzada del transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Agua Santa (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
S/E Agua Santa y Línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde	Imposibilidad de brindar respaldo a los consumos de la línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde, ante la falla de la barra 110 kV de S/E Agua Santa. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Agua Santa (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV	Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la SS/EE Leyda, San Sebastián desde S/E Laguna Verde ante la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla. Por lo anterior, es importante que la obra Ampliación en S/E Melipilla (DE N°418/2017) concrete su puesta en servicio oportunamente.
Sistema Quinta Región Aconcagua	Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 1x110 kV Totoralillo - Tap San Rafael y Tap Los Maquis - Tap San Rafael, frente a desconexiones intempestivas de las líneas 1x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y Totoralillo - Chagres, respectivamente, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona.
S/E San Luis	Paños de 1x220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Agua Santa y 1x220 kV San Luis - Quintero. Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., incorporarse a esquema de interruptor y medio).
S/E Agua Santa	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV. Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).

5.3.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.3.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la Zona Quinta, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-38 muestra el resumen del análisis.

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

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

		San Felipe	PFV La Hormiga	2,5	Reemplazo de uno de los dos transformadores 110/12 kV – 25 MVA por uno de 110/12 kV-50MVA sumado a nuevo transformador 110/23 kV-30 MVA, de acuerdo con el DE 418/2017
		Traslaviña	PFV Encón Solar	9	
		Palomar	Diesel Central Cortés	3	
		Bucalemu	PFV Marín	3	
		San Felipe	Biomasa Generadora La Hormiga	3	
		Bucalemu	PFV Konda	3	
		Tocornal	PFV Jahuel	3	
		Tocornal	PFV Filomena	3	
	San Rafael	San Vicente	CH Gesán	1,2	Ampliación En S/E Nueva San Rafael 110 kV de acuerdo con el DE 252/2020
		Chacabuco	PFV Santuario Solar	3	
		Las Juntas	PFV Catán Solar	3	
		Chacabuco	PFV Casuto Solar	3	
		Chacabuco	PFV Los Libertadores	3	
		Centenario	PFV Calle Larga	1	
	Valparaíso	Uruguay	Biogás Central El Molle	4	Sin Observaciones

5.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

5.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 15.403 km2. Considerando los resultados del Censo 2017, la población total aproximada de la zona es de aproximadamente 7.112.808 habitantes, lo que corresponde al 40% de la población total del país. El PIB de la Región Metropolitana corresponde al cuarto del país.
El sistema eléctrico de la zona estudiada se ubica en el centro del país y cubre una extensión de unos 85 km lineales, cubriendo las instalaciones de la Región Metropolitana. La figura 5-65 muestra de forma referencial la ubicación de las instalaciones comprendidas en el presente análisis.

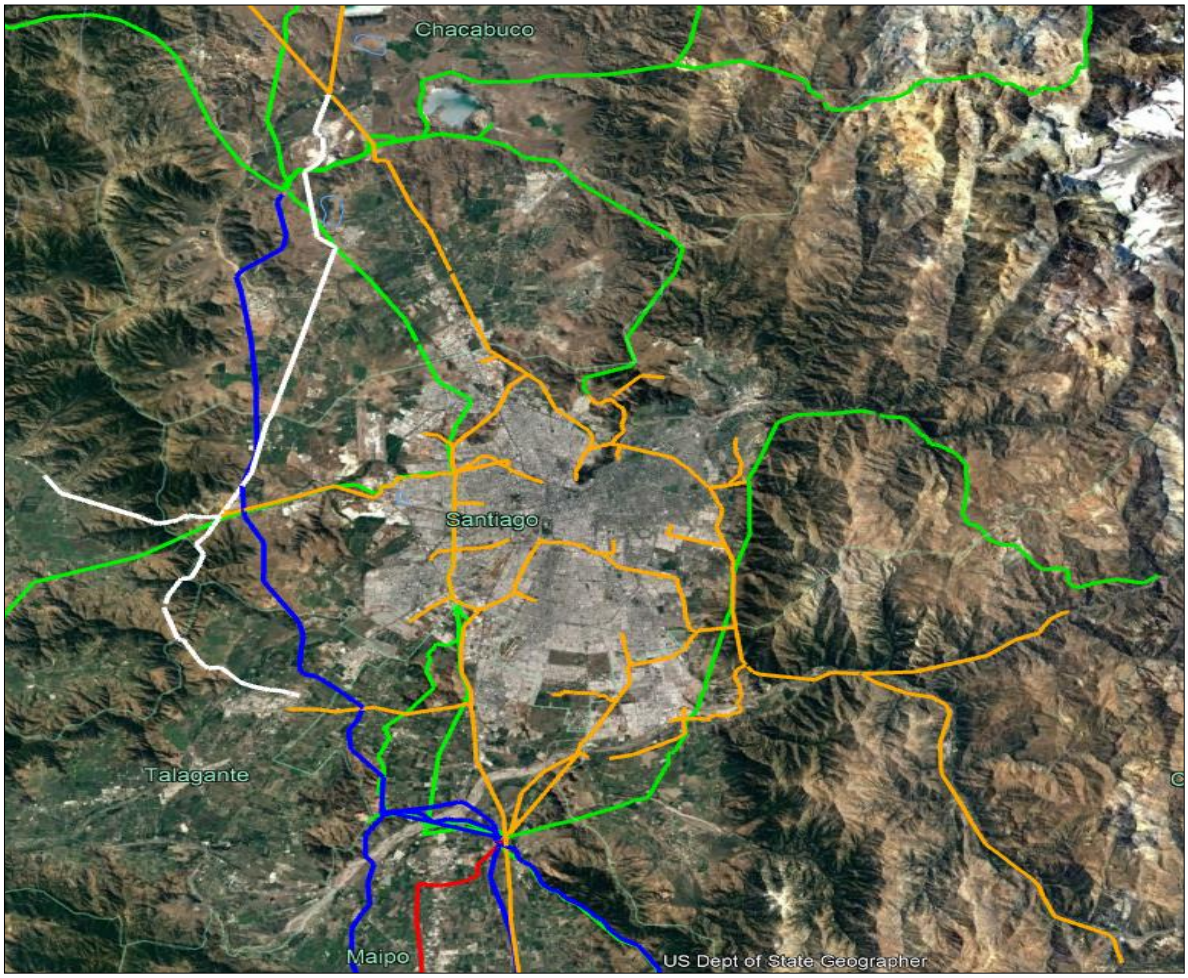


Figura 5-65. Mapa geográfico de la zona de la Región Metropolitana

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de esta zona, tanto existentes como aquellas que prontamente se materializan, se presentan en la figura 5-66. La tabla 5-39 presenta las características principales de estas instalaciones. A modo general, se puede indicar que el sistema nacional alimenta la demanda de los clientes regulados y libres del Gran Santiago, principalmente a través de las SS/EE Polpaico 500/220 kV, El Salto 220/110 kV, Alto Jahuel 500/220 kV y Cerro Navia 220/110 kV.

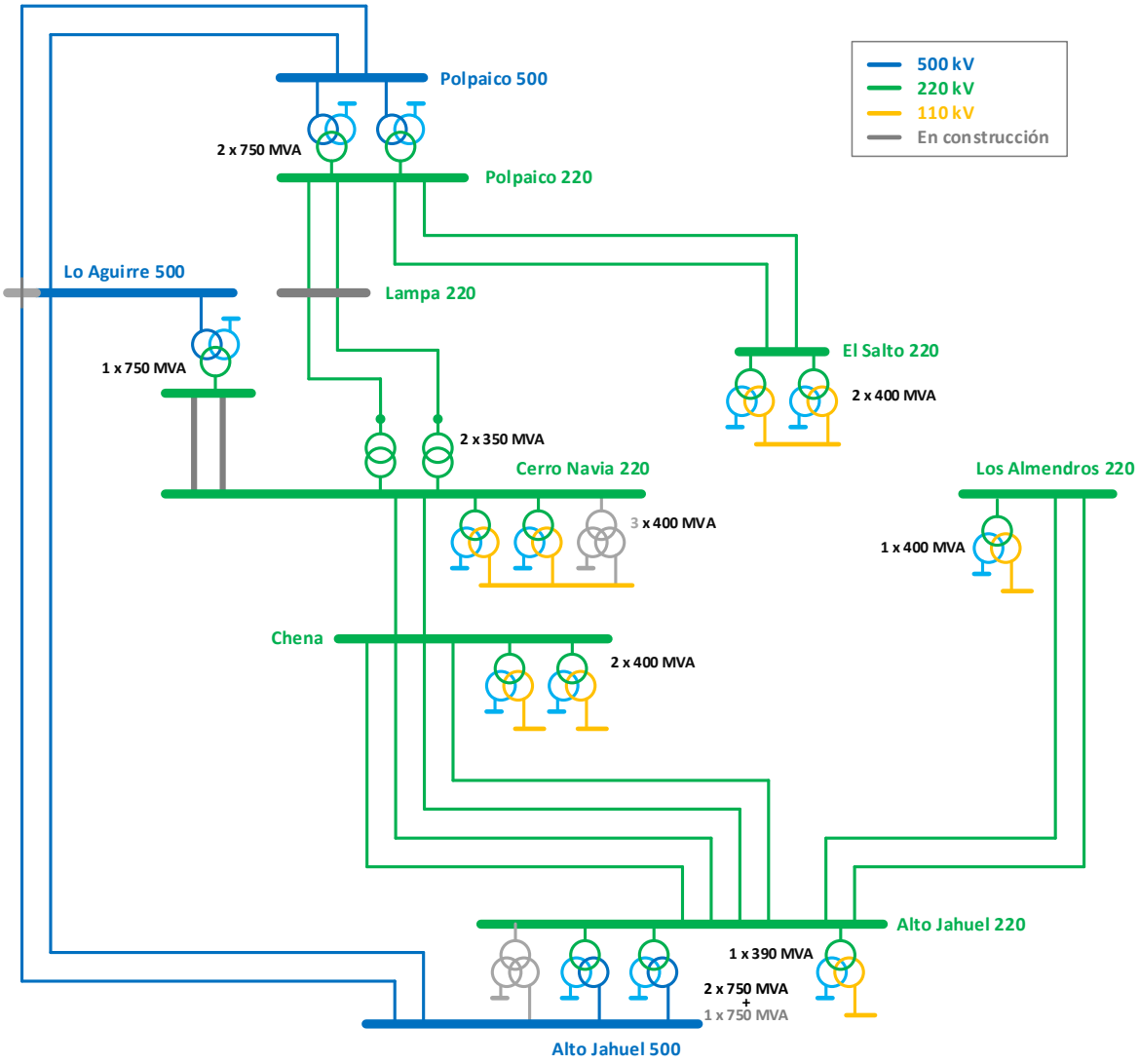


Figura 5-66. Sistema de Transmisión Nacional, Zona Región Metropolitana.

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

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

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

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

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

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

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

En la figura 5-67 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

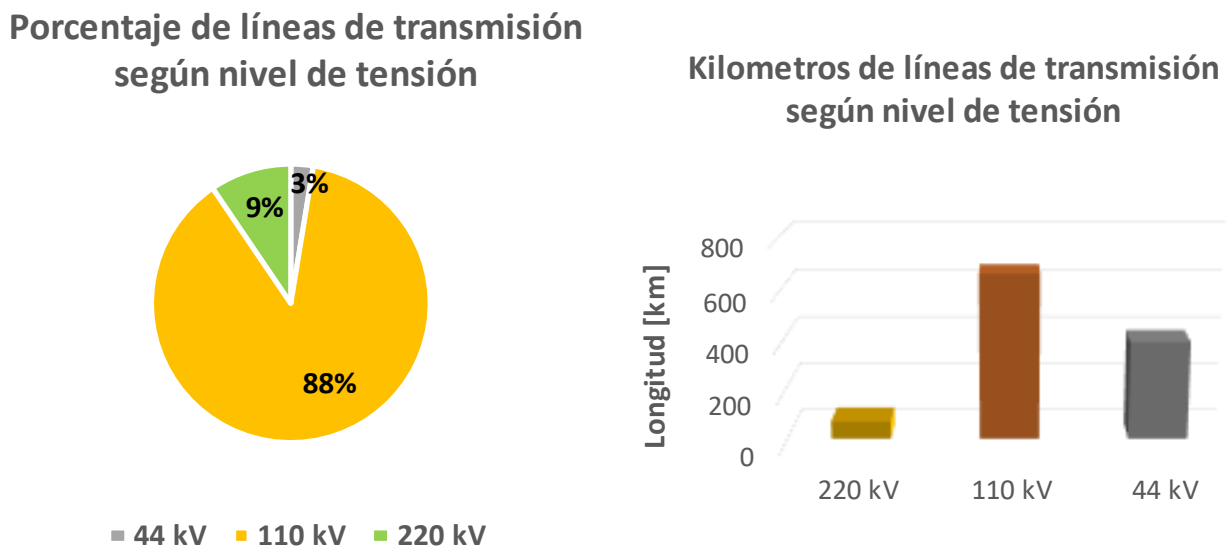


Figura 5-67. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Región Metropolitana.

En la figura 5-68 se presenta la cantidad de transformadores AT/AT existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

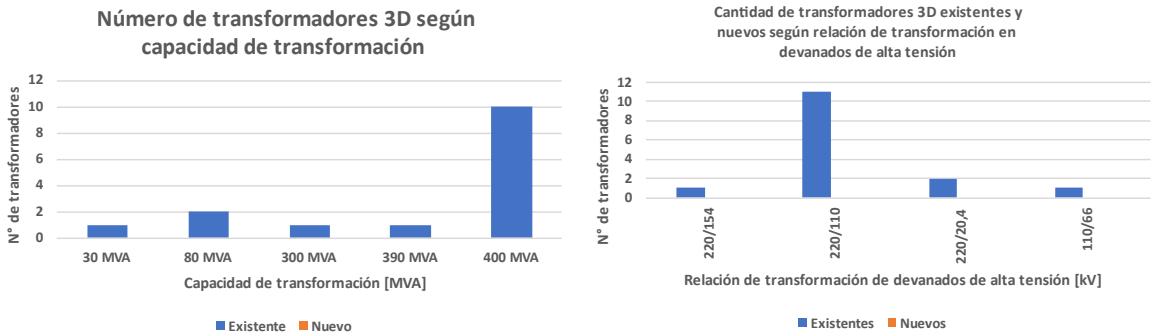


Figura 5-68. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Región Metropolitana.

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

Respecto a los transformadores AT/MT, actualmente existen 142 transformadores de distintos niveles de transformación cuyas capacidades varían desde 0,5 hasta 50 MVA. En la figura 5-69 se muestran los transformadores clasificados por capacidad de transformación.

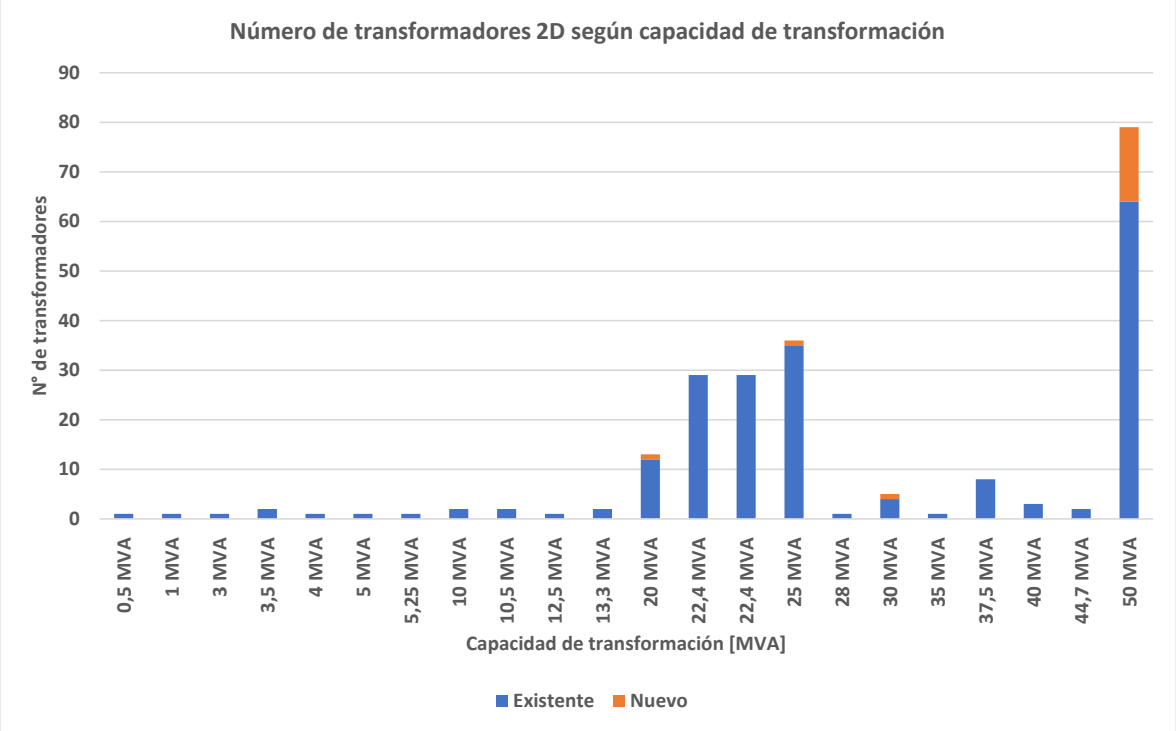


Figura 5-69. Cantidad de transformadores AT/MT según capacidad, Zona Región Metropolitana.

5.4.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

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

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

A continuación, mediante la tabla 5-41 a la tabla 5-45, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la zona de la Región Metropolitana, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019,

DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En la tabla 5-46 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-46. Obras establecidas a través del artículo 102°, zona Quinta.

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

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

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

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

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

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

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

5.4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A continuación, de la figura 1 a la se presentan los resultados de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a esta zona del país. Los resultados para la totalidad de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional, y para los escenarios de oferta considerados, se encuentran disponibles en el Apéndice III – Uso esperado del Sistema de Transmisión Nacional.

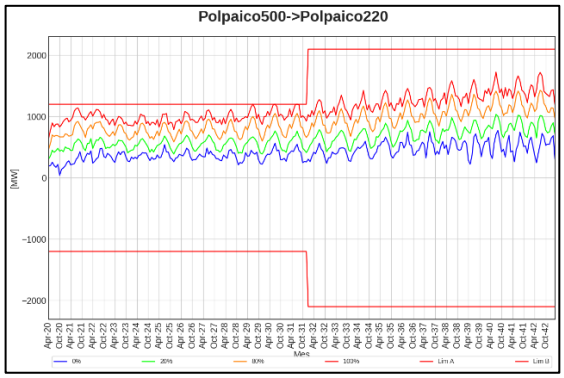


Figura 5-70. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Polpaico.

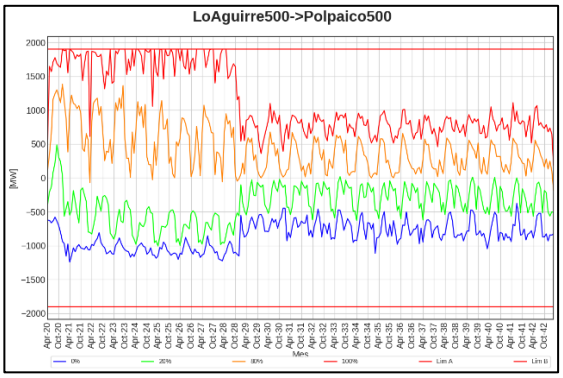


Figura 5-71. Utilización esperada 500 kV Lo Aguirre - Polpaico.

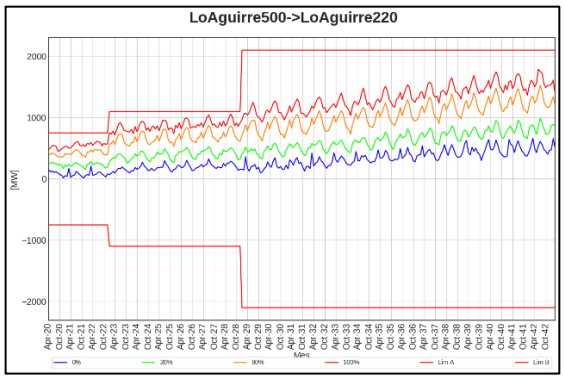


Figura 5-72. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Lo Aguirre.

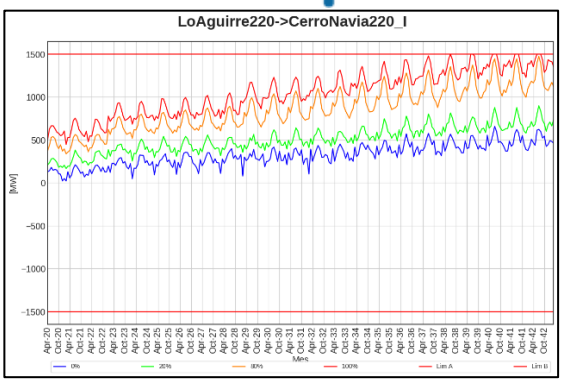


Figura 5-73. Utilización esperada tramo 220 kV Lo Aguirre – Cerro Navia.

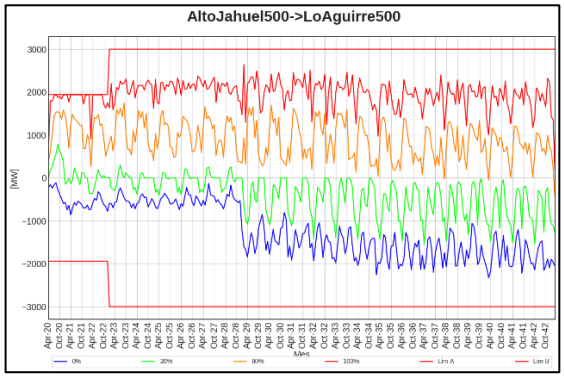


Figura 5-74. Utilización esperada tramo 500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre.

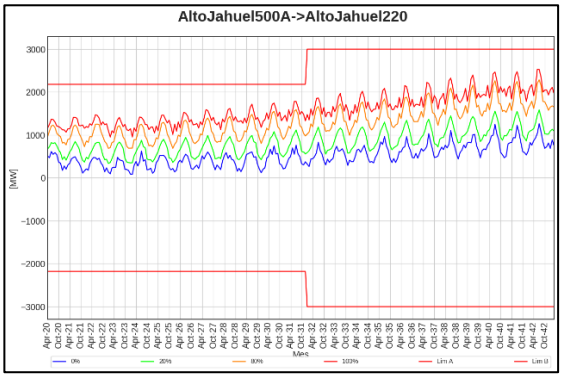


Figura 5-75. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.

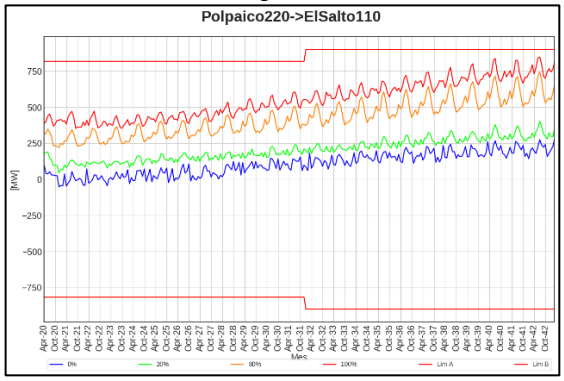


Figura 5-76. Utilización esperada tramo 220 kV Polpaico – El Salto.

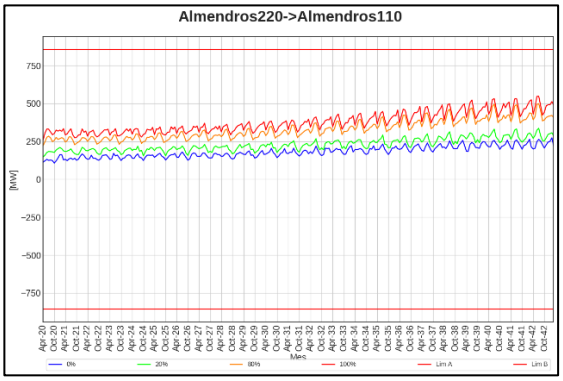


Figura 5-77. Utilización esperada transformación 220/110 kV S/E Los Almendros.

5.4.3.1 COMENTARIOS

- Se observan altos flujos en la transformación en S/E Polpaico 500/220 kV en el horizonte de análisis, debido principalmente a altos flujos por el corredor de 500 kV Nueva Pan de Azúcar –

Polpaico. A partir del año 2030 se aprecia una reducción de flujos debido a la puesta en servicio de la línea HVDC entre Kimal – Lo Aguirre.

- Para el corredor 500 kV Polpaico – Lo Aguirre se observa altos flujos en esta instalación en los primeros años de análisis. A partir del año 2030 se observa una disminución de flujos en esta línea, debido a la puesta en servicio de la línea HVDC, entre las SS/EE Kimal y Lo Aguirre.

- Para el corredor 500 kV entre SS/EE Alto Jahuel - Lo Aguirre se observan congestiones en el corto plazo. Sin perjuicio de lo anterior, esta situación es corregida mediante el aumento de capacidad decretado para esta línea.

5.4.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

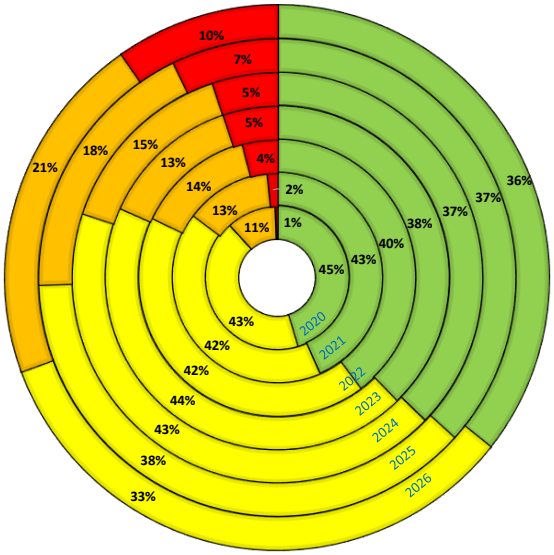


Figura 5-78. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona de la Región Metropolitana.

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

- Al año 2020, el 1% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe sobrecarga por sobre el 100% de la respectiva capacidad, mientras que un 11% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos supera el 85% de su capacidad.

- Se observa que el 10% de los transformadores AT/MT presenta sobrecargas dadas por los aumentos de demanda locales al año 2026.

A continuación, la tabla 5-49 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, que no cuentan en el horizonte de análisis con una obra nueva, obra de ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva. Adicionalmente, la tabla 5-50 resume aquellos transformadores con sobrecargas que sí presentan solución vigente.

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

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

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

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

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

- Aumento de capacidad S/E Lo Boza.
- Aumento de capacidad S/E Pajaritos.

- Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel.

5.4.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

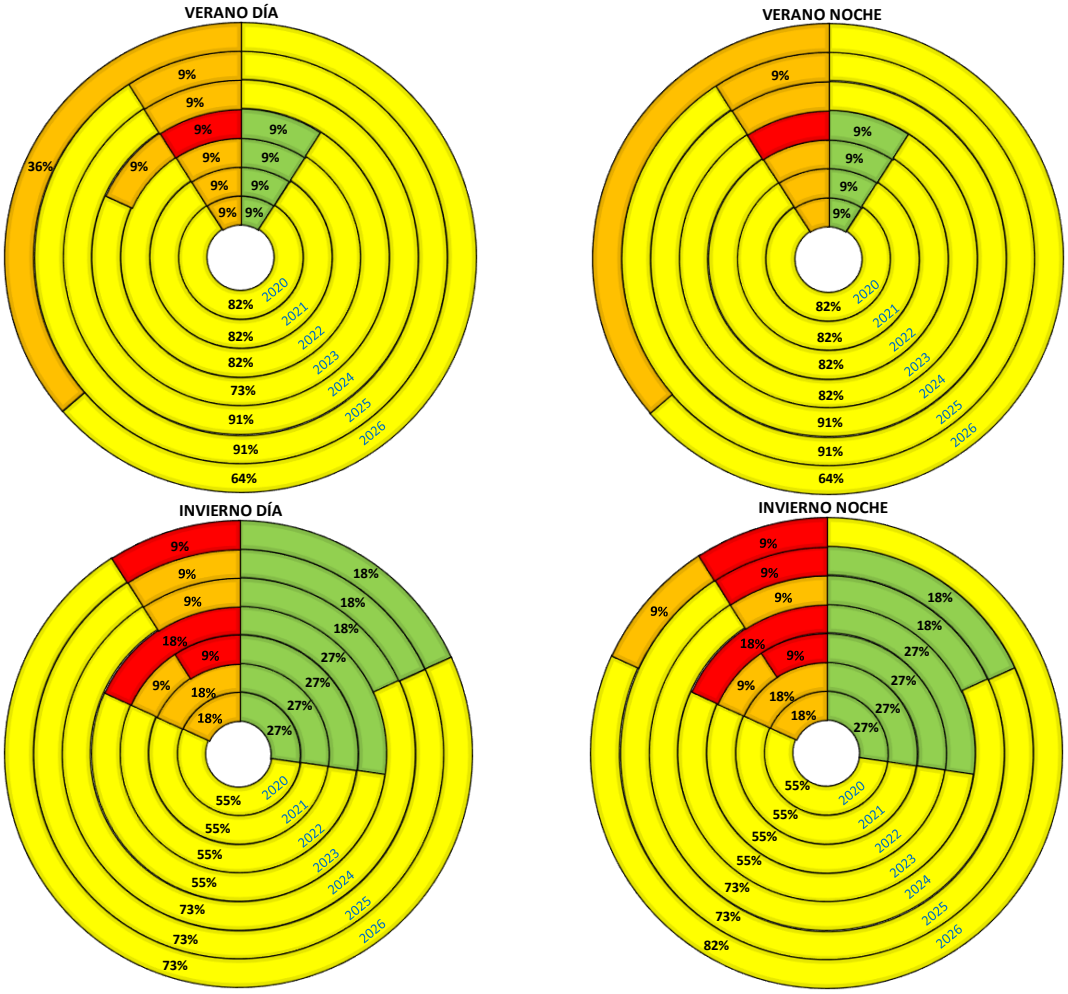


Figura 5-79. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona de la Región Metropolitana.

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

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

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

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

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

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

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

La tabla 5-53 enlista complementariamente aquellos transformadores que presentan una cargabilidad por sobre el 85% y que paulatinamente aumentan sus requerimientos en virtud de la demanda estimada.

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

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

5.4.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

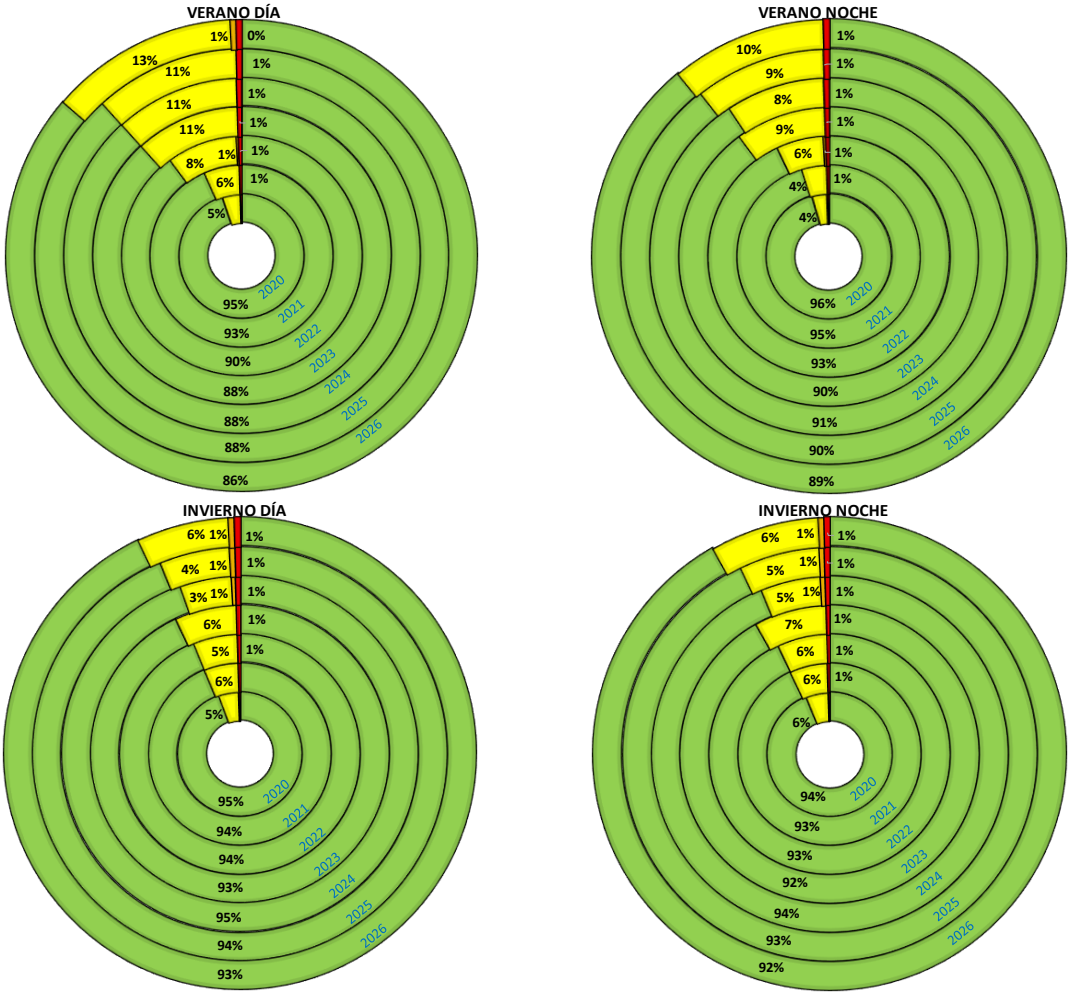


Figura 5-80. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Región Metropolitana.

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

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

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

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

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

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

5.4.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

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

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

Instalación	Restricción
Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel	a) La línea alcanza su capacidad de operación ante escenarios de alta inyección de centrales ERNC. b) Línea 2x500 kV Lo Aguirre – Polpaico limitada por TTCC en extremo S/E Polpaico. c) Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre limitada por TTCC en extremo S/E Alto Jahuel.
S/E Chena	Barra única de 1x220 kV. Su desconexión intempestiva compromete la continuidad del suministro de clientes pertenecientes al sistema de Enel Distribución, en escenarios de alta demanda en su anillo y central Nueva Renca fuera de servicio.
S/E El Salto	Barra única de 1x220 kV. Su desconexión intempestiva compromete la continuidad del suministro de clientes pertenecientes al sistema de Enel Distribución, en escenarios de alta demanda en su anillo y central Nueva Renca fuera de servicio.
S/E Cerro Navia	Imposibilidad de operar los tres transformadores 220/110 kV en paralelo.
Línea 2x110 kV Los Almendros - Florida	Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
Línea 2x110 kV Ochagavía - Florida	Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
Línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida	Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.
S/E Ochagavía	Operación de la protección 87B provoca aumento de carga por las líneas 2x110 kV Florida - Almendros y 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida
Anillo 1x110 kV Enel Distribución	Ante escenarios de demanda alta en el Anillo Enel Distribución, se requiere el despacho de central Nueva Renca para preservar la seguridad del anillo.

5.4.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

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

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

5.4.9 SENSIBILIDAD PMGD

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

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

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

		Cordillera	Diesel AGNIDIESEL	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
		Aguas Claras	PFV Sol de Septiembre	9	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Batuco	La Montaña	PFV La Siembra	1	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación en S/E Batuco obra en DE N°171 7/09/2020.
	El Manzano	Ovejería	PFV El Litre Solar 2	9	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Pajaritos	Anunciación	PFV Trebal Solar	3	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Alonso de Córdova	Recabarrén	PFV UTFSM Vitacura	1,25	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Sin observaciones.
	Santa Marta	Emos Nº2	PFV El Trebal	8,1	No ocasiona congestión Zonal por inyección. Ampliación S/E Santa Marta obra en DE N°171 7/09/2020.

5.4.10 ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS

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

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

5.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

5.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa, abarca aproximadamente una superficie de 83.000 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total es de aproximadamente 3.997.000 habitantes, representando el 22,7% de la población total del país.

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

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

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

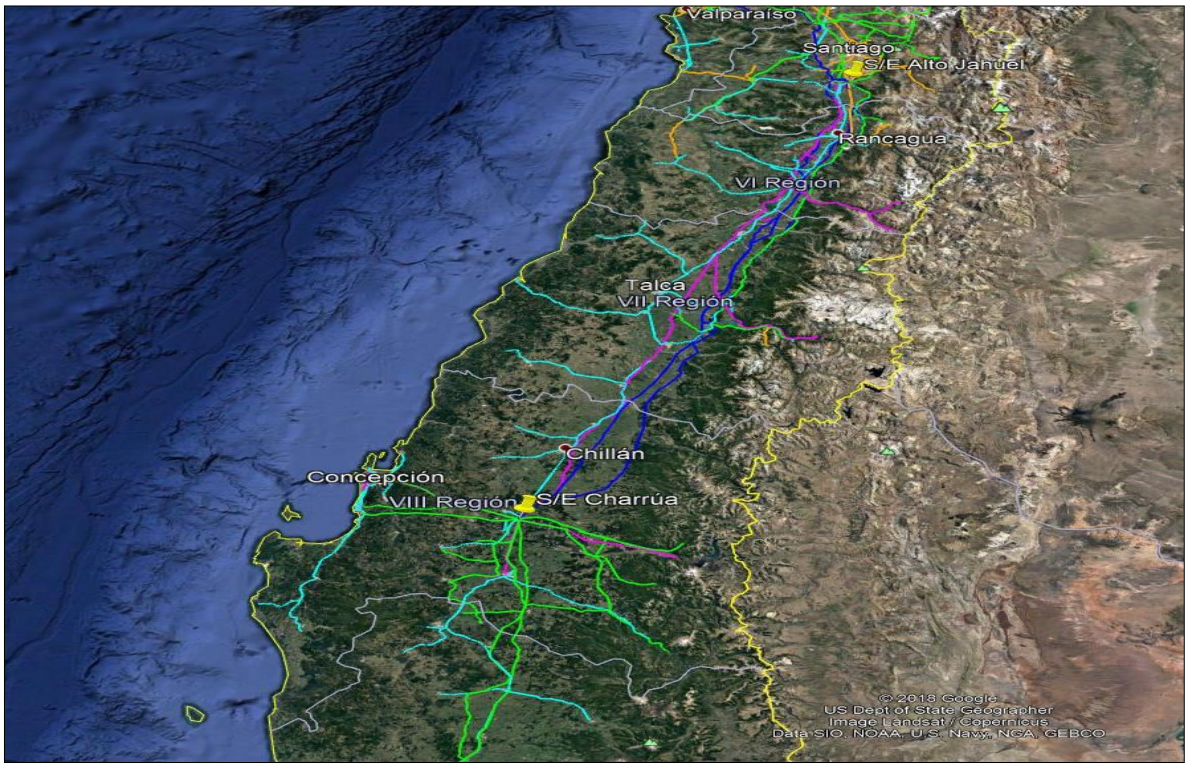


Figura 5-81. Zona territorial de Alto Jahuel – Charrúa estudiada.

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

Las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel – Charrúa poseen aproximadamente 4.500 km de líneas de transmisión, las cuales son esquematizadas en la figura 5-82, individualizadas con un detalle técnico general en la tabla 5-59.

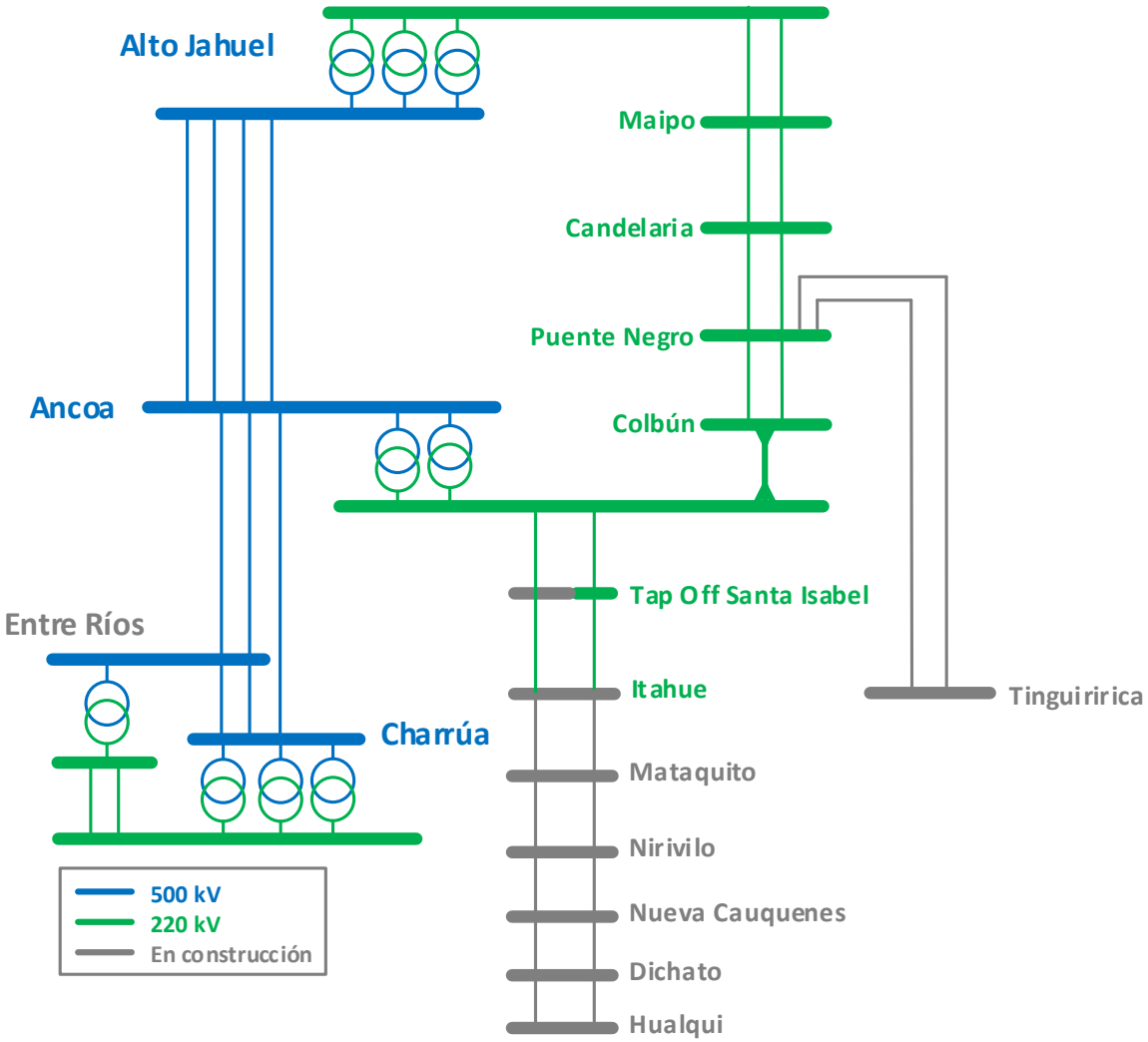


Figura 5-82. Esquema de instalaciones de transmisión en la zona estudiada de Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 5-59. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Alto Jahuel - Charrúa

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Ancoa - Jahuel L1	500	1	1.606	Existente
L. Ancoa - Jahuel L2	500	1	1.803	Existente
L. Ancoa - Jahuel L3	500	1	2.217	Existente
L. Ancoa - Jahuel L4	500	1	2.217	Existente
L. Colbún – Ancoa	220	1	600	Existente
L. Colbún – Puente Negro	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Candelaria	220	2	692	Existente
L. Puente Negro – Tinguiririca	220	2	569	Existente
L. Maipo – Candelaria	220	2	728	Existente
L. Alto Jahuel - Maipo	220	2	680	Existente
L. Ancoa - Itahue	220	1	472	Existente
L. Ancoa – Tap Off Santa Isabel	220	1	481	Existente
L. Tap Off Santa Isabel – Itahue	220	1	481	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Ancoa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
L. Charrúa – Ancoa L3	500	1	2.199	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L1	500	1	2.170	Existente
L. Charrúa – Entre Ríos L2	500	1	2.364	Existente
Autotransformadores AT1 y AT2 S/E Ancoa	500/220	2	750	Existente
Autotransformadores AT3, AT4 y AT5 S/E Alto Jahuel	500/220	3	750	Existente
Autotransformadores AT5, AT6 y AT8 S/E Charrúa	500/220	3	750	Existente
Autotransformador S/E Entre Ríos	500/220	1	750	Existente

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

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

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

- S/E Alto Jahuel 220 kV
- S/E Alto Melipilla 220 kV
- S/E Puente Negro 220 kV
- S/E Itahue 220 kV
- S/E Charrúa 220 kV

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

- S/E Paine 154 kV y 66 kV

- S/E Rancagua 154 kV y 66 kV
- S/E Punta de Cortés 154 kV y 66 kV
- S/E Malloa 154 kV y 66 kV
- S/E San Fernando 154 kV y 66 kV
- S/E Teno 154 y 66 kV
- S/E Maule 154 kV y 66 kV
- S/E Alto Melipilla 220 kV y 110 kV

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

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

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

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

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

En términos de las líneas existentes de la zona estudiada, se presenta la figura 5-83, que resume los porcentajes de líneas de transmisión según el nivel de tensión y adicionalmente, los kilómetros aproximados de líneas de transmisión en virtud del nivel de tensión.

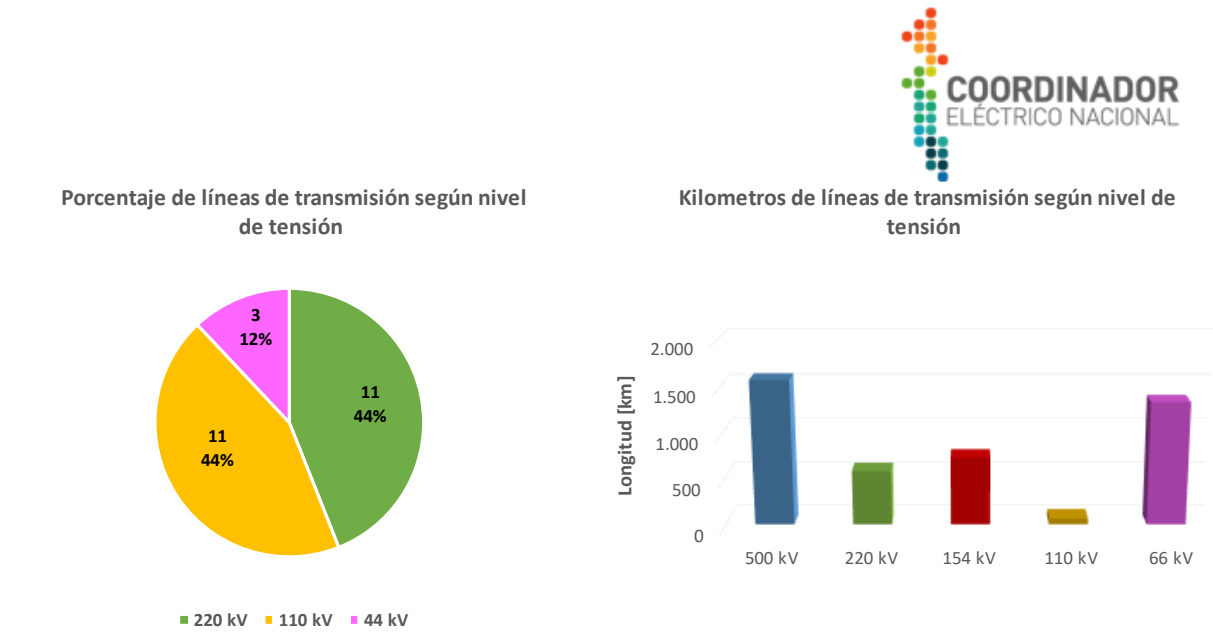


Figura 5-83. Porcentaje de líneas de transmisión según el nivel de tensión y, kilómetros de líneas de transmisión en función del nivel de tensión, zona Alto Jahuel – Charrúa.

La zona Alto Jahuel – Charrúa actualmente posee 40 transformadores de tres devanados. En el periodo analizado hasta 2026, se adicionan 7 de estos transformadores. En general, los niveles de tensión en el lado de alta tensión son de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV, 154/69 kV, 154/66 kV, 110/66 kV y 66/15 kV.

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

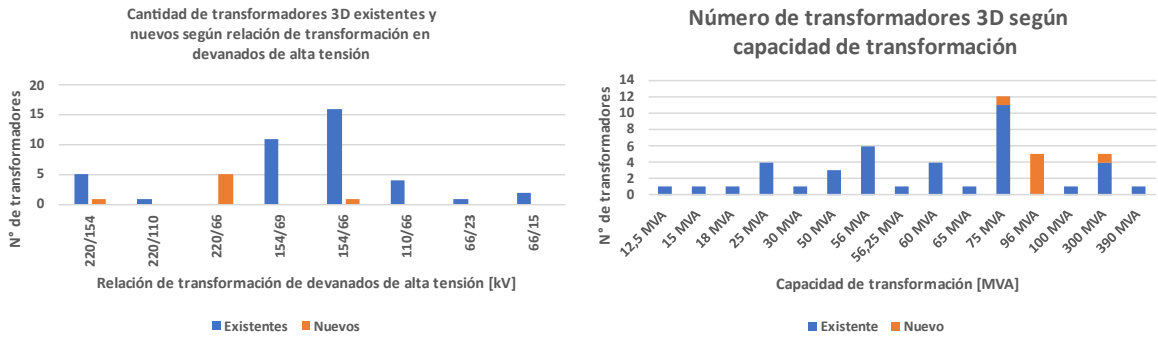


Figura 5-84. Cantidad de transformadores AT/AT según niveles de transformación y capacidad, zona Alto Jahuel - Charrúa.

De la figura 5-84 se observa que la gran mayoría de los nuevos transformadores poseen una razón de transformación 220/66 kV, que refleja la expansión del sistema de transmisión hacia las redes de 66 kV, permitiendo puntos de apoyo mediante la nueva línea costera definida en el Decreto Exento N°418 que una vez en servicio, refuerza la zona de Parral al Sur.

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

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

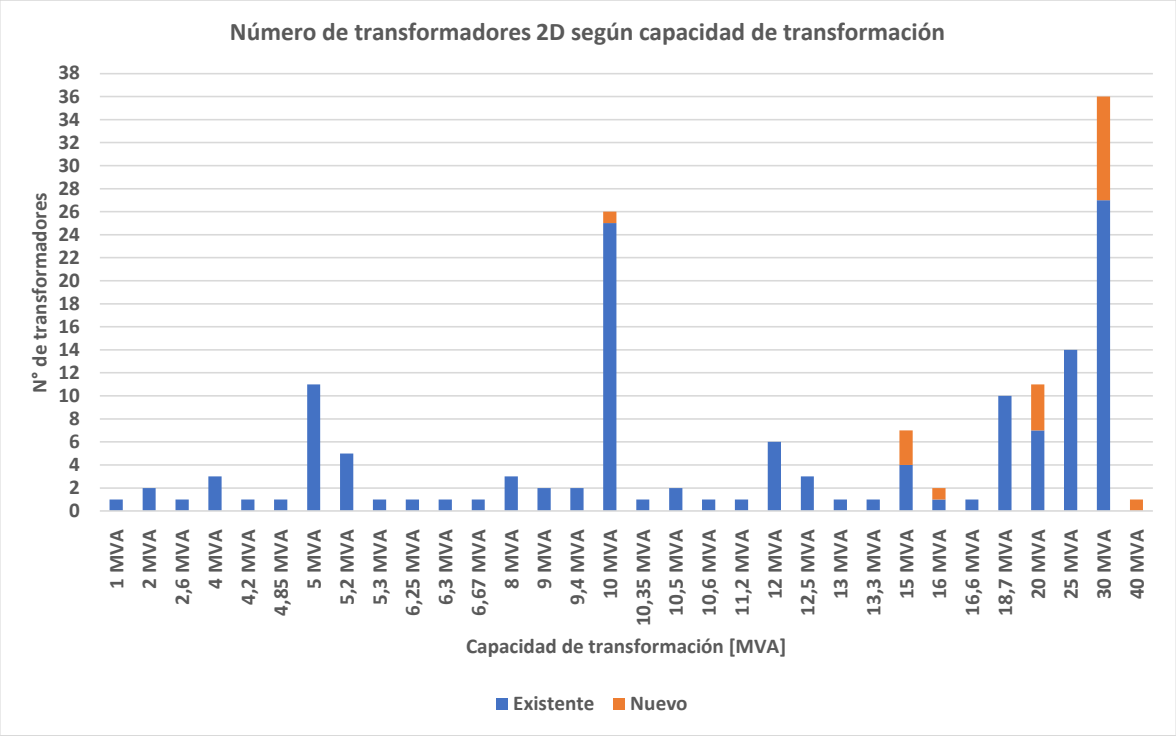


Figura 5-85. Cantidad de transformadores 2D según capacidad de transformación en MVA.

5.5.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

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

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

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

A continuación, mediante la tabla 5-61 a la tabla 5-67, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Alto Jahuel - Charrúa, decretadas mediante los Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio. Es importante destacar que, para efectos del estudio, las obras declaradas desiertas en los procesos de licitación que lleva a cabo el Coordinador han sido consideradas con puesta en servicio estimada fuera del horizonte de análisis.

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

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

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

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

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	(*)
Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca – San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	Verano 2025
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	(*)
Ampliación en S/E Monterrico	Verano 2022
Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	(*)

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

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

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

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

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Chocalán	Verano 2023
Ampliación en S/E Mandinga	Verano 2023
Ampliación en S/E Fátima	Verano 2024
Ampliación en S/E Loreto	Verano 2023
Ampliación en S/E Lihueimo	Verano 2023
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa – Itahue en S/E Santa Isabel	Verano 2023
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	Verano 2023
Ampliación en S/E San Clemente	Verano 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	Verano 2023
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Verano 2023
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	Verano 2024
Ampliación en S/E Portezuelo	Verano 2023
Ampliación en S/E Nirivilo	(*)
Ampliación en S/E Constitución (Condicionada)	(**)
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier	(*)
Ampliación en S/E Charrúa	Verano 2023

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E El Manzano	(*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	(*)
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	(*)
Seccionamiento Línea 1x66 kV Hualañé - Parronal en S/E Mataquito	(*)

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

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Nueva S/E Seccionadora Litueche	Verano 2023
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo - Constitución, tendido del primer circuito	Verano 2024
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	Verano 2024
Nueva S/E Seccionadora Codegua	Verano 2024

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

Obras Zonales de Expansión	Escenario
Ampliación en S/E Chumaquito	Verano 2024
Ampliación en S/E San Miguel	Verano 2024
Ampliación en S/E Pelequén	Verano 2024
Ampliación en S/E Parral	Verano 2024
Ampliación en S/E Santa Elvira	Verano 2024

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

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

En la tabla 5-68, se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tabla 5-68. Obras establecidas a través del artículo 102°.

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

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

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

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

5.5.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-86 a la figura 5-94, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Charrúa - Chiloé. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

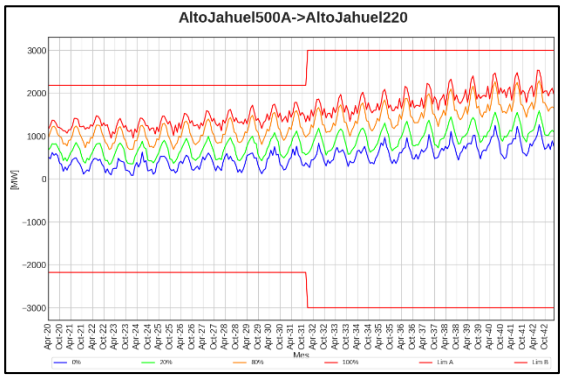


Figura 5-86. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Alto Jahuel.

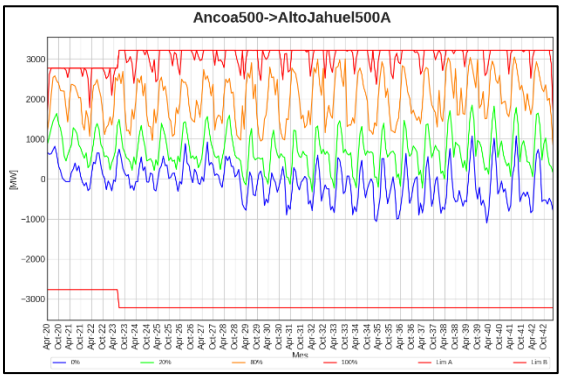


Figura 5-87. Utilización esperada tramo 500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

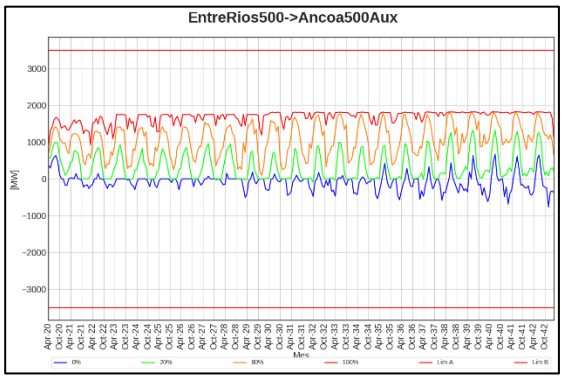


Figura 5-88. Utilización esperada tramo 500 kV Entre Ríos - Ancoa.

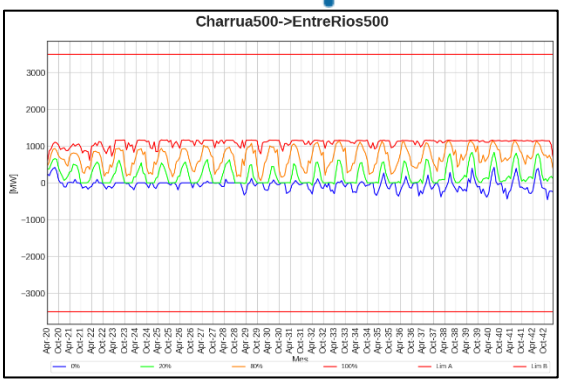


Figura 5-89. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Entre Ríos.

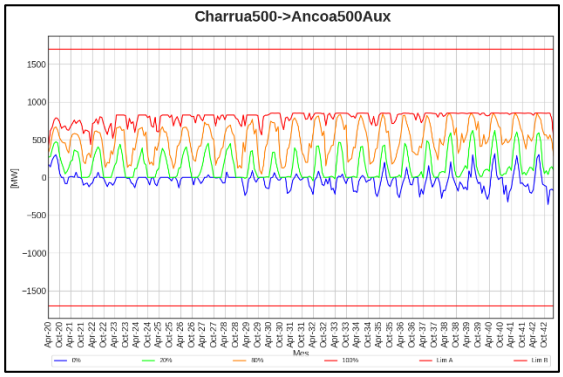


Figura 5-90. Utilización esperada tramo 500 kV Charrúa – Ancoa.

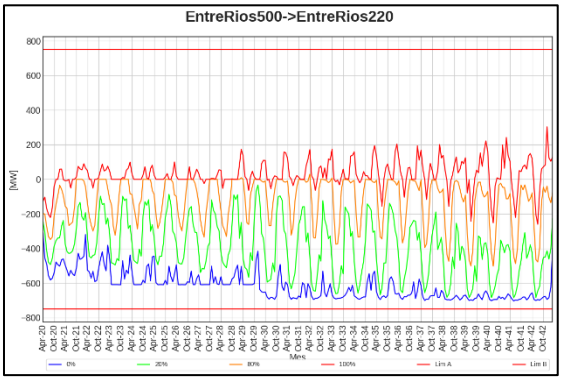


Figura 5-91. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Entre Ríos.

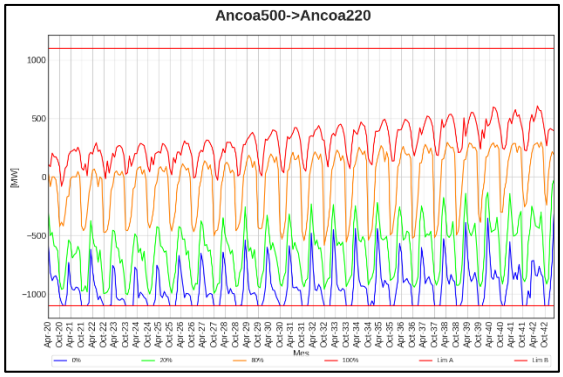


Figura 5-92. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Ancoa.

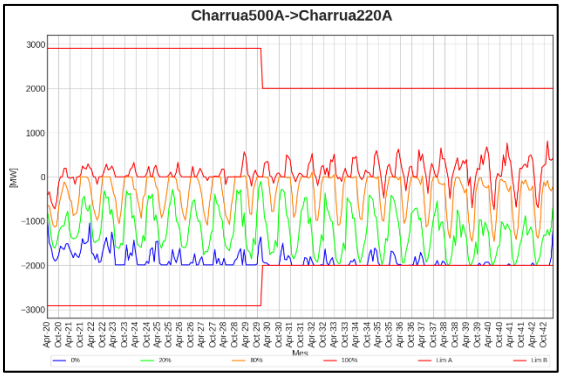


Figura 5-93. Utilización esperada transformación 500/220 kV S/E Charrúa.

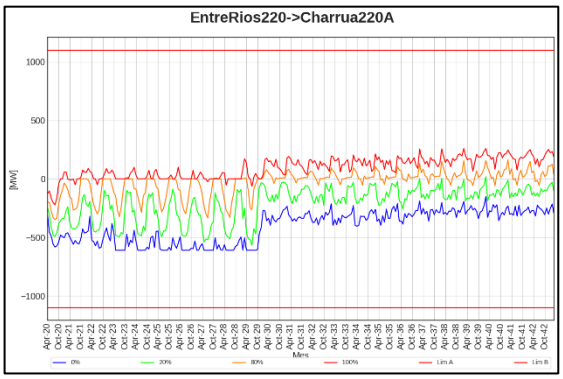


Figura 5-94. Utilización esperada tramo 220 kV Entre Ríos - Charrúa.

5.5.3.1 COMENTARIOS

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

5.5.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

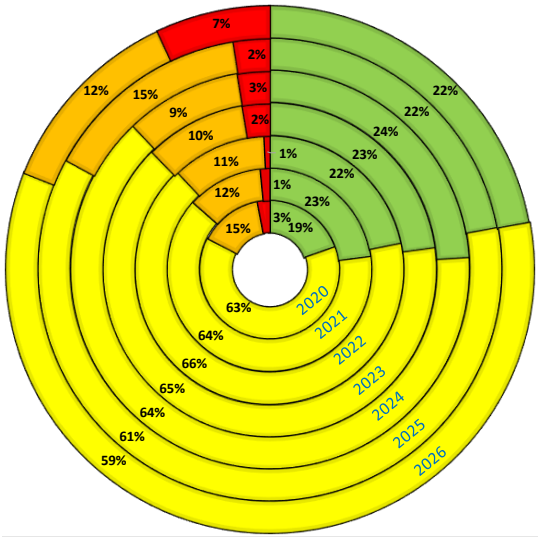


Figura 5-95. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

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

- Al año 2020, el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales existe sobrecarga por sobre el 100% de la respectiva capacidad, mientras que un 15% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos supera el 85% de su capacidad.

- La incorporación de nuevas obras durante el año 2021 permite disminuir la cantidad de transformadores AT/MT con periodos de sobrecarga. Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2022 hasta el final del horizonte de análisis, se observa que al año 2026, el 7% de los transformadores AT/MT presenta sobrecargas dadas por los aumentos de demanda locales.

A continuación, la tabla 5-70 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, que no cuentan en el horizonte de análisis con una obra nueva, obra de ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva. Adicionalmente, la tabla 5-70 resume aquellos transformadores con sobrecargas que sí presentan solución vigente.

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

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

SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 25 MVA T2 (*)
SANTA ELISA 33/23 kV 6-8 MVA (**)

(*) Obras que poseen soluciones vía Decreto Exento; sin embargo, los procesos de licitación asociados han resultado desiertos.
(**) Se han considerado factibilidades rechazadas indicadas por la empresa COPELEC que, al ejecutarse, sobrecargan el transformador.

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

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

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

5.5.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

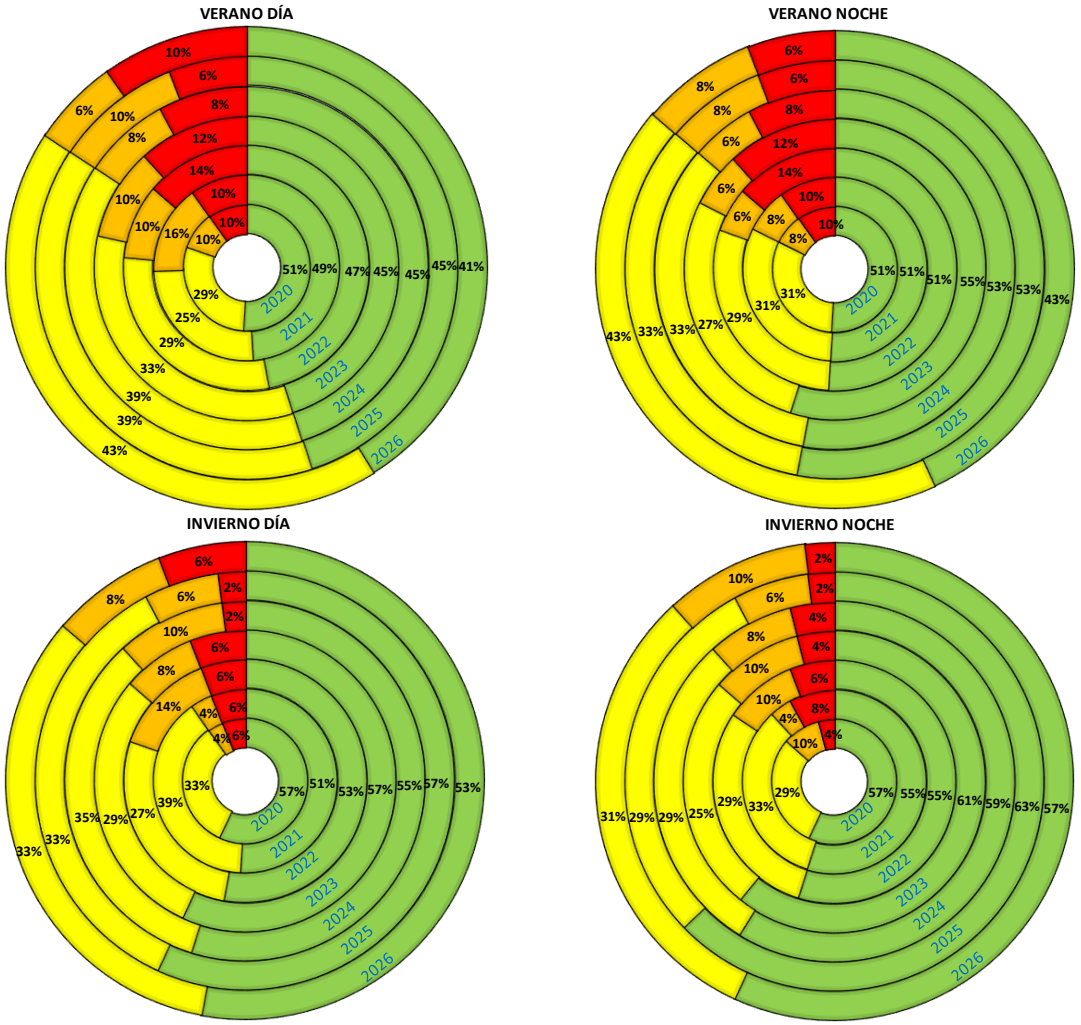


Figura 5-96. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Alto Jahuel - Charrúa.

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

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

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

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

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

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

La tabla 5-73 enlista complementariamente aquellos transformadores que presentan una cargabilidad por sobre el 85% y que paulatinamente aumentan sus requerimientos en virtud de la demanda estimada.

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

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

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

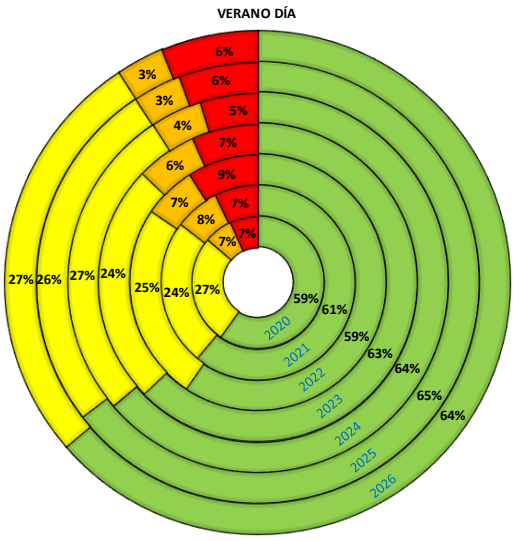
- Nuevo transformador en la S/E Itahue de 300 MVA 220/154/66 kV.
- Nuevo transformador en la S/E Punta de Cortés de 75 MVA 154/69/13,8 kV.
- Reemplazo de transformador en la S/E Teno de 25 MVA 154/69/14,8 kV por un nuevo transformador 75 MVA 154/69/14,8 kV.
- Repotenciamiento de la barra sección N°1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

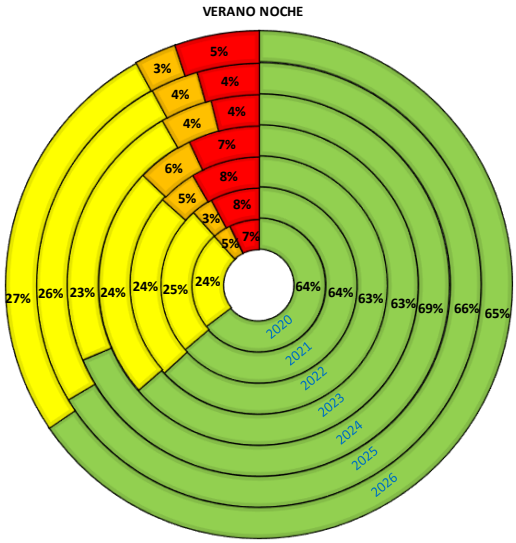
Respecto a las sobrecargas identificadas en el transformador San Fernando 56 MVA 154/69/13,2 kV, es importante destacar que se han considerado no ejecutadas durante el horizonte de análisis, las obras de ampliación del DE 293/2018; Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua, Ampliación S/E El Manzano y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

5.5.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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





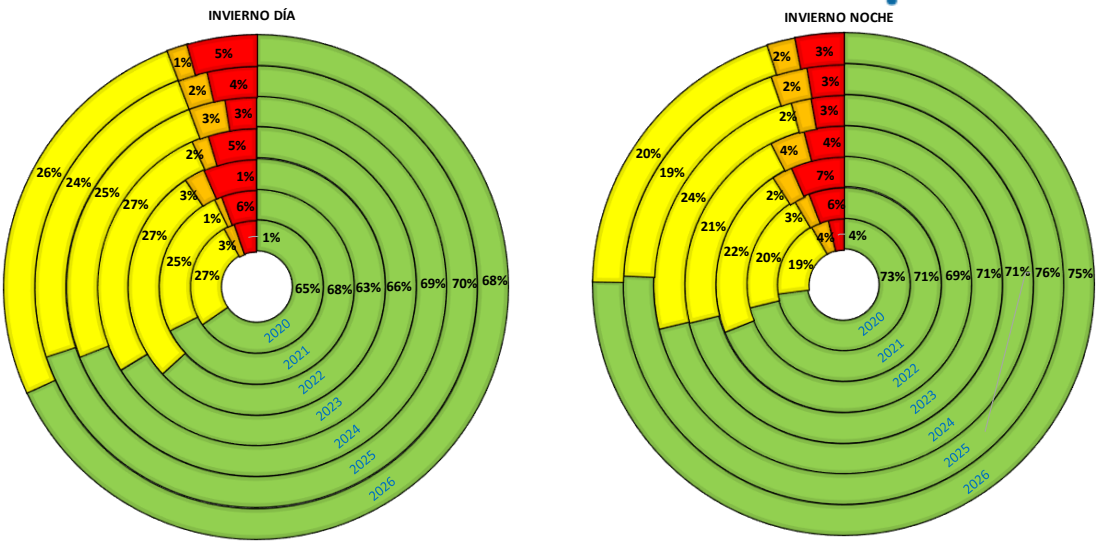


Figura 5-97. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Alto Jahuel – Charrúa.

La figura 5-97 refleja que los escenarios de verano poseen el mayor porcentaje de líneas con sobrecarga dado el alto consumo estival de la zona sumado a la influencia de la temperatura en la capacidad de transmisión de estas instalaciones. En concordancia con lo anterior, la tabla 5-74 presenta 32 líneas de transmisión que poseen niveles de cargabilidad por sobre el 100% en alguno de los escenarios y años analizados entre 2020 y 2026.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

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

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

Instalación	Restricción
S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV	Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la SS/EE Quelentaro, San Fernando, Portezuelo, Las Arañas y de la línea 66 kV Portezuelo - San Fernando desde las SS/EE San Fernando y Reguladora Rapel.
Línea 4x500 kV Ancoa - Alto Jahuel	a) Realización de maniobra frecuente de apertura de los reactores de 500 kV de SS/EE Polpaico y Alto Jahuel. b) Realización de maniobra frecuente de apertura de uno o dos de sus circuitos para controlar las tensiones en la zona en demandas bajas de madrugada o fines de semana. c) Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuito 2, limitado por TTCC en ambos extremos.
S/E Colbún	a) S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente a la línea 1x220 kV Colbún - Ancoa: no posee interruptor propio ni menos la opción de ser reemplazado.

	b) S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente al circuito N°1 de la línea 2x220 kV Colbún – Puente Negro: no posee la opción de ser reemplazado.
S/E Itahue	a) TT/CC asociados al paño de línea 2x154 kV Itahue - Tinguiririca imponen restricciones de transmisión para esta línea. b) Existe solo un (1) transformador 220/154 kV, 300 MVA. En escenarios de alta demanda y/o baja generación de las centrales que inyectan en la zona, su desconexión intempestiva deja al transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel con sobrecarga, lo que puede provocar su desconexión, comprometiendo el suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares. c) Configuración anillo del patio 1x220 kV provoca riesgo de desconexión simultánea de los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Itahue y Maule ante la indisponibilidad del paño J1. d) Banco de CCEE de 13,8 kV inutilizable desde que ocurrió el reemplazo del transformador Nº1 154/66 kV, 75 MVA, cuyo terciario es de 14,8 kV. e) Barra 66 kV N°2 tiene conectados dos de los tres transformadores 154/66 kV, sin la posibilidad de transferirlo a la barra N°1 66 kV. f) El patio 154 kV de S/E Itahue cuenta con un esquema de barra simple seccionada con barra de transferencia, teniendo en la sección N°2 de 154 kV conectados los interruptores asociados al transformador N°4 220/154 kV y a la línea 154 kV Maule - Itahue. La ocurrencia de una falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio por problemas de regulación de tensión en la zona y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares. Por otra parte, en escenarios de demanda alta y con bajo o nulo aporte de central San Ignacio (abierto interruptor 52BS de S/E Talca), la falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV de esa misma S/E (el cual cuenta con una protección 51 ajustada a 86 MVA por el lado 66 kV), que se encuentra conectado a la barra 66 kV N°1, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de las barras 66 kV N°1 y N°2 kV de S/E Itahue. Por otra parte, junto con la sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV, se producen sobrecargas inadmisibles en el circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue - Talca (capacidad: 41 MVA a 25 °C).
S/E Alto Jahuel, transformador 220/154 kV y barra de 154 kV	En S/E Alto Jahuel existe una única barra de 154 kV donde se encuentran conectados ambos circuitos de la línea 2x154 kV Alto Jahuel - Rancagua - Tinguiririca y el transformador 220/154 kV. La ocurrencia de una falla en este transformador de poder compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio por problemas de regulación de tensión en la zona, sobre todo en las cercanías a S/E Alto Jahuel y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga del transformador 220/154 kV de S/E Itahue y de la línea 154 kV Itahue - Maule, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares. Dicha situación también ocurre si se produce la

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

	25°C, provocan sobrecargas de carácter inadmisible, imponiendo la operación seccionada en puntos intermedios de la línea de manera permanente. Al respecto, mediante carta DE 04266-20, de fecha 21 de agosto de 2020, se ha instruido al propietario de las SS/EE que se conectan a la línea 66 kV Charrúa - Chillán realizar las adecuaciones necesarias que permitan cumplir con las exigencias que establece el Artículo 3-44 de la NTSyCS respecto del factor de potencia en instalaciones de clientes. Sin perjuicio de lo anterior, incluso si se evalúa un escenario en donde las SS/EE que se conectan a la línea 66 kV Charrúa - Chillán cumplen con lo establecido en el Artículo 3-44 de la NTSyCS, con demandas altas y temperatura ambiente elevada, se pueden producir sobrecargas en la línea.
Línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico – Parral	Escenarios de demanda alta y elevada temperatura de elevada temperatura, sumado a la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado de la central Nueva Aldea, la limitada capacidad térmica del conductor de la línea 154 kV Charrúa - Monterrico - Parral compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, requiriendo el traspaso de consumos hacia otras SS/EE de la zona que no se abastezcan desde dicha línea.
S/E Ancoa	TT/CC asociados a los paños de línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa imponen restricciones de transmisión para esta línea.
Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa	Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa limitada por TTCC en extremo S/E Ancoa.
S/E Charrúa	a) TT/CC asociados a los paños de línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa imponen restricciones de transmisión para esta línea. b) Los paños de las líneas 220 kV Charrúa - Concepción, Charrúa - Lagunillas y del transformador Nº1 220/154 kV están conectados a la misma sección de la barra. La desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, comprometiendo el suministro entre las SS/EE Parral y Collipulli. c) Los interruptores 52J12, 52J13 y 52J18 poseen altos requerimientos de capacidad de ruptura, sin proyecto de reemplazo vigente. d) Existe un aumento de los niveles de la S/E Charrúa 66 kV, al operar los transformadores Nº2 y Nº7 154/66 kV en paralelo. e) La capacidad de ruptura de interruptores está sobrepasada en ciertos interruptores de 220 kV.

5.5.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.5.9 SENSIBILIDAD PMGD

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

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

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

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

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

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

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

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

5.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

5.6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La zona de estudio abarca una superficie de aproximadamente 122.000 km^2. De acuerdo con el Censo 2017, la población total aproximada de la zona es cercana a los 3.700.000 habitantes, lo que corresponde al 21% de la población total del país.

El sistema se ubica en el centro sur del país y cubre una extensión de unos 680 km lineales, específicamente, comprende las instalaciones ubicadas en las siguientes regiones:

- Región del Biobío
- Región de la Araucanía
- Región de los Ríos
- Región de los Lagos

La figura 5-98 muestra la ubicación de las instalaciones estudiadas en la zona de Charrúa - Chiloé.

Las principales obras de transmisión nacional circunscritas en esta zona se presentan en la figura 5-99. De estas instalaciones, las principales características son presentadas en la tabla 5-79. En ambas representaciones se da cuenta tanto de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que actualmente se encuentran en operación, como de aquellas que se encuentran en construcción o ya han sido definidas mediante Decretos del Ministerio de Energía. A modo general, se puede indicar que estas instalaciones suman aproximadamente 1.516 km de extensión, las que solo son alimentadas en tensión de 220 kV, pese a que parte de estas líneas en un futuro contemplen estándar de 500 kV.

En lo que respecta al sistema zonal inmerso en el área de análisis, él está compuesto por un total de 227 líneas de transmisión zonales, cuya extensión alcanza cerca de 2.337 km con niveles de tensión de 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV, donde las líneas de 66 kV representan al 77% de los kilómetros de líneas de transmisión zonal (1707 km mediante 168 líneas). Se debe destacar que las líneas de transmisión de 66 kV del sistema comprendido en la región del Biobío son abastecidas tanto por líneas de 220 kV como de 154 kV, mientras que hacia el sur estas líneas son abastecidas solamente desde instalaciones de 220 kV. Las líneas de 66 kV son las encargadas de transportar la energía desde los puntos de inyección a los puntos de retiro, los cuales normalmente operan de forma radial o se enmallan en distancias cortas a pesar de que el sistema se encuentra unido desde la S/E Charrúa hasta Puerto Montt mediante líneas de 66 kV.

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

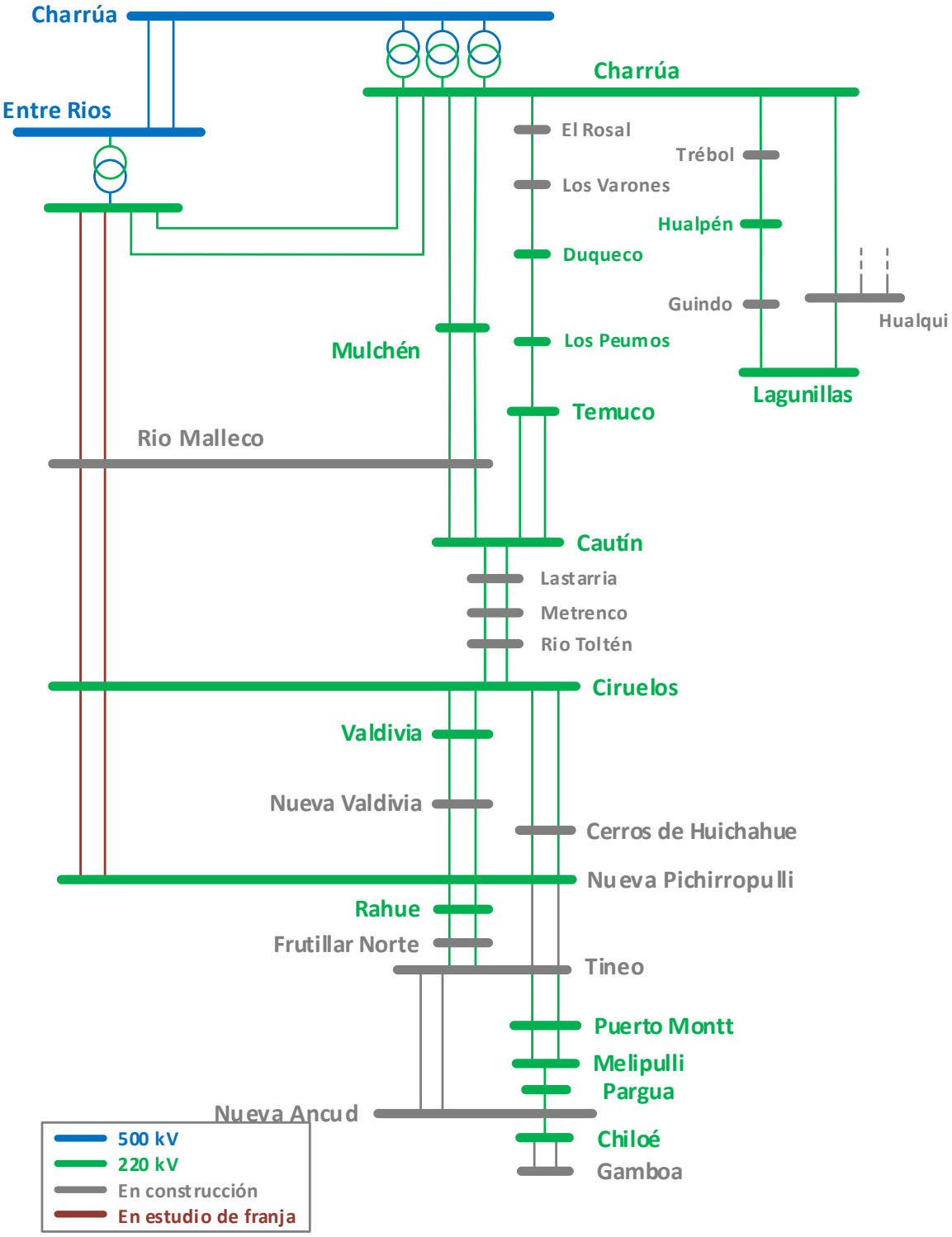


Figura 5-99. Sistema de Transmisión Nacional de la zona de estudio, Zona Charrúa – Chiloé.

Tabla 5-79. Principales instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional de la zona Charrúa – Chiloé.

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @25°C	Fecha PES
L. Charrúa – El Rosal	220	1	267	Existente
L. El Rosal – Duqueco	220	1	267	Existente
L. Duqueco – Los Peumos	220	1	267	Existente
L. Los Peumos – Temuco	220	1	267	Existente
L. Charrúa - Mulchén	220	2	580	Existente
L. Mulchén – Cautín	220	2	580	Existente
L. Cautín – Temuco	220	2	193	Existente
L. Cautín – Ciruelos	220	2	193/145	Existente
L. Ciruelos – Valdivia	220	2	193/145	Existente
L. Valdivia – Pichirropulli	220	2	193/145	Existente
L. Pichirropulli – Rahue	220	2	193/145	Existente
L. Rahue – Puerto Montt	220	2	193/145	Existente
L. Puerto Montt – Melipulli	220	2	188	Existente
L. Melipulli - Chiloé	220	1	102	Existente
L. Ciruelos – Pichirropulli	220	2	290	Existente
L. Pichirropulli - Tineo	500 (@220)	2	1.500	Jul-21
L. Tineo – Nueva Ancud	500 (@220)	2	1.500	Jul-24

En la figura 5-100 se presenta la clasificación de las líneas de transmisión en la zona de estudio.

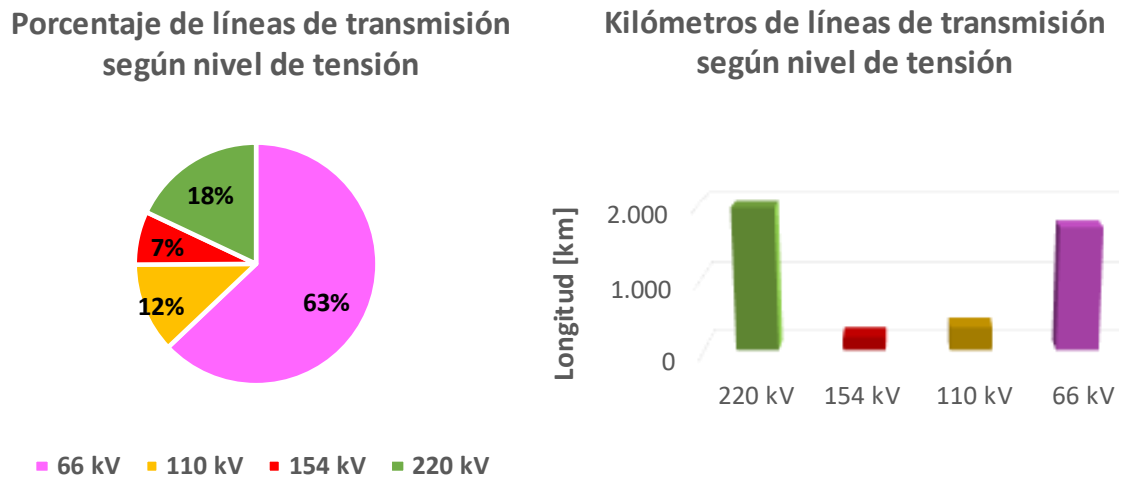


Figura 5-100. Clasificación de líneas de transmisión según nivel de tensión y kilómetros de línea, Zona Charrúa – Chiloé.

En la figura 5-100, se aprecia el predominio de las líneas de 66 kV empleadas para abastecer las subestaciones primarias de distribución en la zona, las cuales se presentan de forma relevante en todo el sistema, a excepción de la zona sur desde Puerto Montt hasta Chiloé, donde dichas subestaciones son abastecidas a través de instalaciones de 110 kV.

La zona bajo análisis cuenta con un total de 45 transformadores de tres devanados, los cuales cuentan con niveles de tensión en los lados de alta tensión de 220/154 kV, 220/110 kV, 220/66 kV y 154/66 kV. Las instalaciones de 154 kV son empleadas en la Región del Biobío mientras que la zona sur desde S/E Los Ángeles, es abastecida desde instalaciones de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Nacional.

En la figura 5-101 se presenta la cantidad de transformadores existentes y nuevos, según la relación de transformación en sus devanados de alta tensión y; adicionalmente, la capacidad en MVA de los transformadores en la zona estudiada.

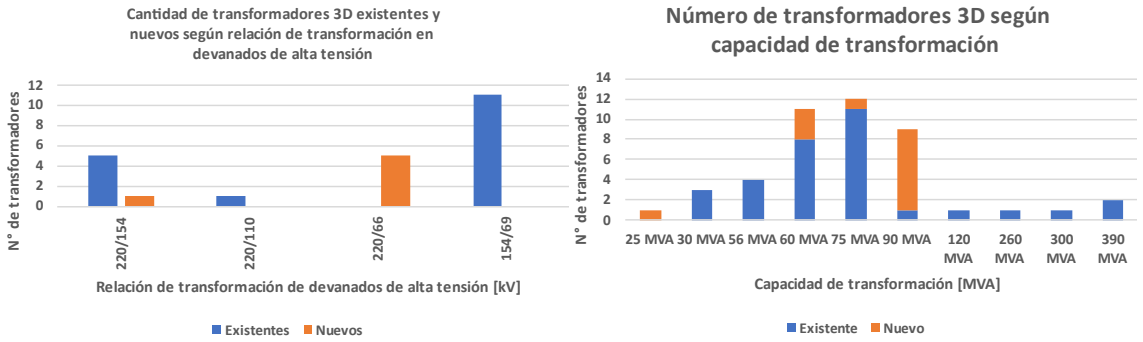


Figura 5-101. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la figura 5-101 se observa que los transformadores nuevos poseen una razón de transformación 220/66 kV, donde el 67% de ellos se encuentra ubicado en la zona comprendida entre Temuco y Puerto Montt, lo que evidencia las debilidades del sistema de la zona ya que todos ellos ingresan por motivos de suficiencia. Adicionalmente, existen nuevos proyectos en la zona de Concepción, El Trébol y El Guindo, los cuales son estrictamente necesarios para asegurar el abastecimiento de la zona en el futuro.

En general, la potencia de transformación predomina entre 60 y 90 MVA, dado que estos transformadores son empleados para conectar el sistema con las líneas que abastecen las subestaciones primarias de distribución.

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

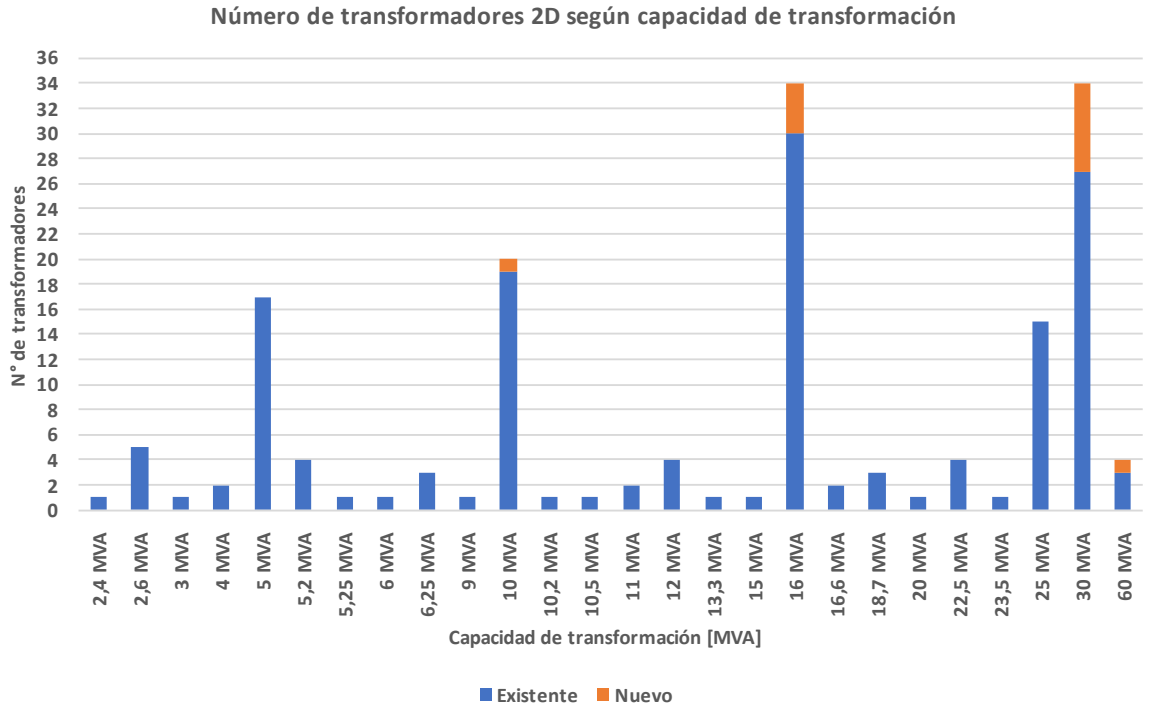


Figura 5-102. Cantidad de transformadores de tres devanados por razón de transformación y según su capacidad de transformación, zona Charrúa – Chiloé.

De la figura 5-102 se aprecia que los transformadores típicos en esta zona son de 5, 10, 16, 25 y 30 MVA, y que estos módulos siguen siendo empleados para desarrollar nuevos proyectos.

5.6.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS

Los análisis de las instalaciones de transmisión zonal se realizan teniendo en consideración la temperatura ambiente según las distintas zonas geográficas. Al analizar las temperaturas de la zona Charrúa - Chiloé, se detectan 7 zonas que presentan comportamientos de temperatura distintos. Estas zonas presentan una conducta bastante similar en los periodos de invierno; no obstante, en los periodos de verano se aprecia una diferencia importante entre las zonas de la costa y las del interior. La temperatura ambiente empleada para los periodos de análisis de las instalaciones zonales se presenta en la tabla 5-80.

Tabla 5-80. Cuadro de temperaturas, zona Charrúa - Chiloé.

Zona	Verano Día	Verano Noche	Invierno Día	Invierno Noche
Concepción	30 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Los Ángeles	40 °C	30 °C	20 °C	15 °C
Temuco	35 °C	25 °C	20 °C	15 °C
Valdivia	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
Osorno	35 °C	25 °C	15 °C	15 °C
P. Montt	25 °C	20 °C	15 °C	15 °C
Chiloé	30 °C	20 °C	15 °C	15 °C

A continuación, mediante la tabla 5-81 a la tabla 5-87, se resumen las obras en construcción y de expansión zonal utilizadas en el estudio de la Zona Charrúa - Chiloé, decretadas mediante los

Decretos Exento DE N°418/2017, DE N°293/2018, DE N°4/2019, DE N°198/2019, DE N°231/2019, DE N°171/2020 y DE N°185/2020, indicando el nombre de la obra y el escenario en el que es estimada su puesta en servicio.

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

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

Ampliación en S/E Padre las Casas	Caso Base
Nueva S/E Los Varones	Invierno 2022
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	Invierno 2022
Nueva S/E Enlace Imperial 66/23 kV	Verano 2022
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	Invierno 2023
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	Verano 2024
Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	Verano 2022
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	Verano 2022
Nueva S/E Trébol 220/66 kV	*
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	Verano 2022
Nueva Línea 2x66 kV Trébol – Ejército	(*)
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	Verano 2024
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi Energizada en 110 kV, Tendido del Primer Circuito	(*)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En la tabla 5-88 se muestra el escenario de estudio en el cual han sido incorporadas obras relativas a ejecución de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

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

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

Se han obtenido las demandas máximas coincidentes para 12 subzonas, cuyas fechas son detalladas en la tabla 5-89, determinadas mediante un chequeo previo de los flujos de potencia en la zona, con las cuales se desarrolla el diagnóstico para las líneas de transmisión y los transformadores AT/AT.

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

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

5.6.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En la figura 5-103 a la figura 5-113, se presentan los resultados relevantes de la utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional perteneciente a la zona estudiada de Charrúa - Chiloé. La totalidad de los resultados se encuentran disponibles en el Apéndice III, para los distintos de los tramos del Sistema de Transmisión Nacional en las simulaciones consideradas.

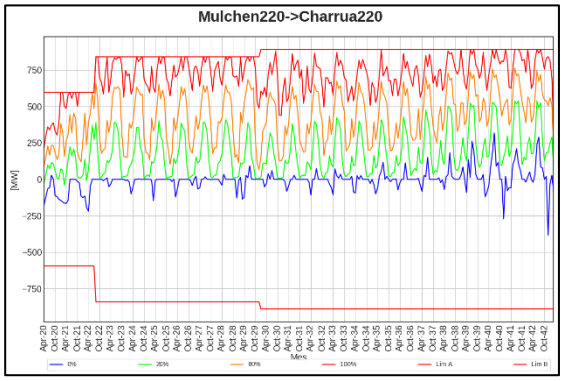


Figura 5-103. Utilización esperada tramo 220 kV Mulchén - Charrúa.

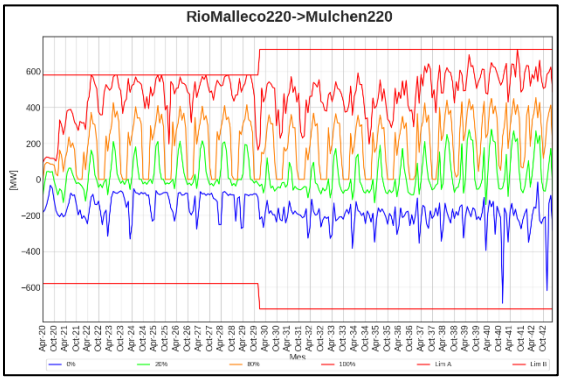


Figura 5-104. Utilización esperada tramo 220 kV Río Malleco - Mulchén.

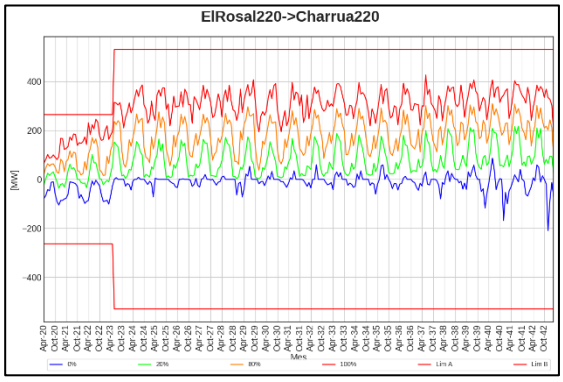


Figura 5-105. Utilización esperada tramo 220 kV El Rosal - Charrúa.

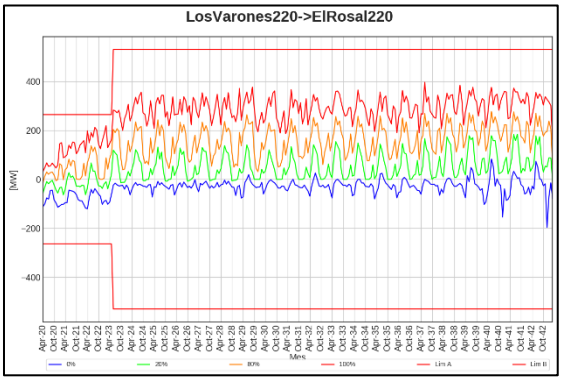


Figura 5-106. Utilización esperada tramo 220 kV Los Varones – El Rosal.

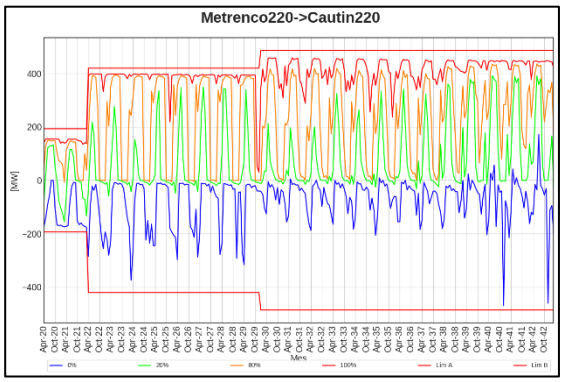


Figura 5-107. Utilización esperada tramo 220 kV Metrenco - Cautín.

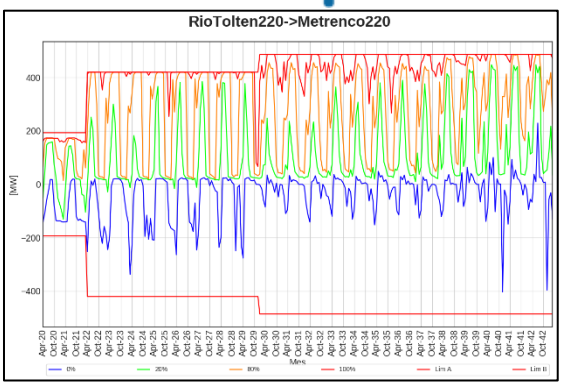


Figura 5-108. Utilización esperada tramo 220 kV Río Toltén - Metrenco.

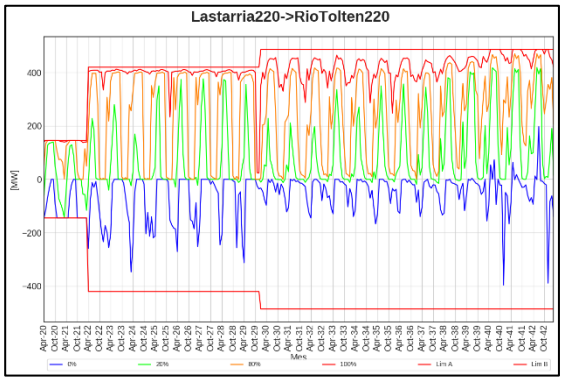


Figura 5-109. Utilización esperada tramo 220 kV Lastarria – Río Toltén.

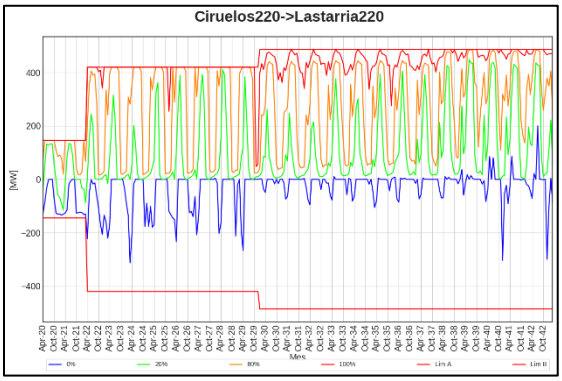


Figura 5-110. Utilización esperada tramo 220 kV Ciruelos - Lastarria.

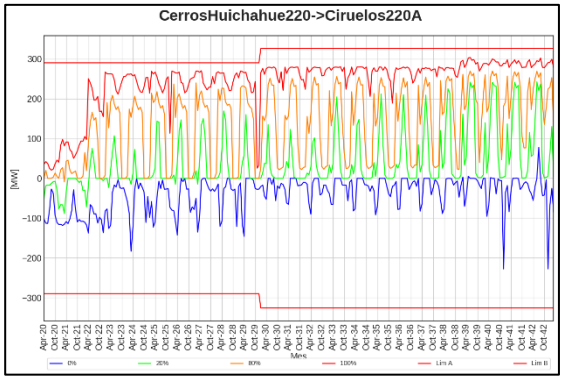


Figura 5-111. Utilización esperada tramo 220 kV Cerros de Huichahue - Ciruelos.

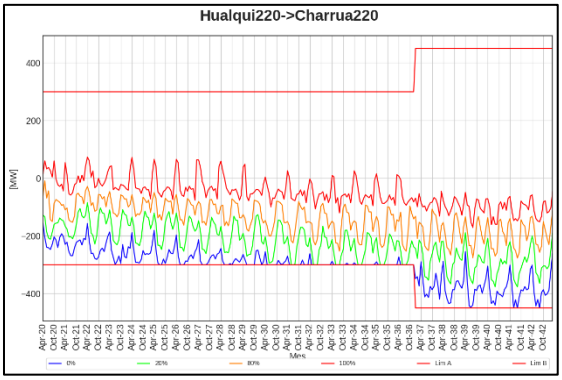


Figura 5-112. Utilización esperada tramo 220 kV Hualqui - Charrúa.

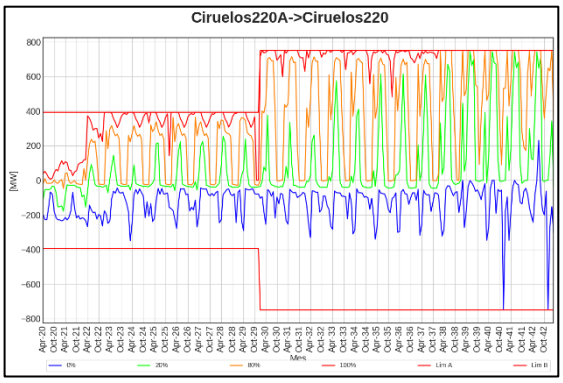


Figura 5-113. Utilización esperada tramo auxiliar S/E Ciruelos 220 kV.

5.6.3.1 COMENTARIOS

- Se observa que en escenarios de hidrología húmeda y alta penetración eólica, la línea 2x220 kV Mulchén – Charrúa presenta congestiones; sin embargo, estas son liberadas, prácticamente en su totalidad, mediante el ingreso de los futuros proyectos S/E JMA, el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en S/E Mulchén y el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén. Se proyecta que con el ingreso de la nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, ambas energizadas en 220 kV, el sistema no presente congestiones hasta el año 2039.
- Se observa que las líneas 1x220 kV Los Varones – El Rosal y 1x220 kV El Rosal – Charrúa aumentan su uso una vez que está en servicio los proyectos seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco en S/E Mulchén y el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Temuco hasta la S/E Mulchén. No se observa congestión en los próximos 20 años.
- Se identifican congestiones en el periodo de análisis en el tramo comprendido entre las subestaciones Cautín y Ciruelos, las cuales limitan las transferencias hacia el norte en episodios de alta generación en la zona sur. No obstante, como los periodos de congestiones son de baja frecuencia y profundidad, no se considera pertinente evaluar una obra de transmisión que permita liberar dicha congestión, en el proceso de expansión de la transmisión 2021.
- Se proyectan congestiones en el tramo 220 kV Hualqui – Charrúa a partir del año 2028. En la propuesta de expansión del año 2020 del Coordinador se propuso el tendido del segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.
- En el resto de los tramos que continúan hacia el sur de esta zona de análisis, no se advierten congestiones. Lo anterior se debe a las obras de transmisión en construcción y decretadas, las que permiten absorber los aumentos de transferencias proyectados.
- Finalmente, se observan congestiones en el tramo comprendido entre las SS/EE Ciruelos y Pichirropulli, en el sentido del flujo Sur – Norte. Estas congestiones sólo se observan durante los últimos 5 años del análisis.

5.6.4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/MT

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

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

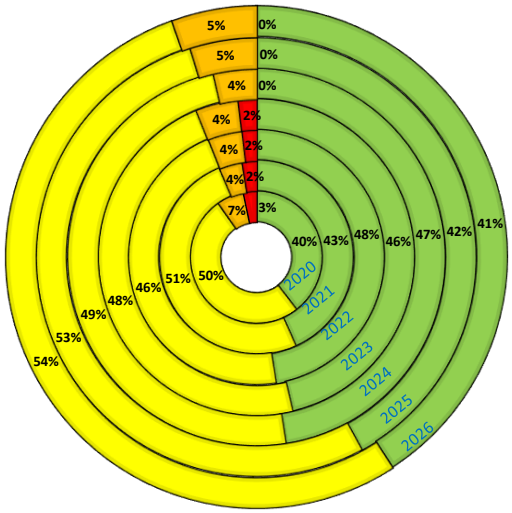


Figura 5-114. Evolución del estado de los transformadores AT/MT, zona Charrúa – Chiloé.

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

- Al año 2020 el 3% de los transformadores presentan episodios en los cuales se sobrecargan por sobre el 100% de su capacidad, mientras que un 90% de ellos la demanda máxima a la que son sometidos no supera el 85% de su capacidad. De la misma figura, se observa que al paso de los años la cantidad de transformadores sobrecargados o con niveles de cargabilidad considerables van disminuyendo, lo cual se debe a las obras futuras contempladas para la zona.
- Al último año analizado (2026) se observa que un total de 9 transformadores presentarían niveles de cargabilidad por sobre al 85% de su capacidad. No obstante, se estima que solo 1 de ellos se encuentra en estado crítico, ya que los niveles de cargabilidad de los otros 8 transformadores en algunos se debe a que, la carga no está repartida equitativamente entre los transformadores aledaños, el flujo es invertido debido a PMGDs o que la propuesta de expansión del Coordinador considera una obra para dicha restricción.

A continuación, la tabla 5-90 presenta el listado de transformadores con sobrecarga durante el periodo 2020 – 2026, que no cuentan en el horizonte de análisis con una obra nueva, obra de ampliación o estrategia de redistribución de cargas en la subestación respectiva. Adicionalmente, la

tabla 5-91 resume aquellos transformadores con altas cargabilidades que sí presentan solución vigente.

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

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

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

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

5.6.5 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

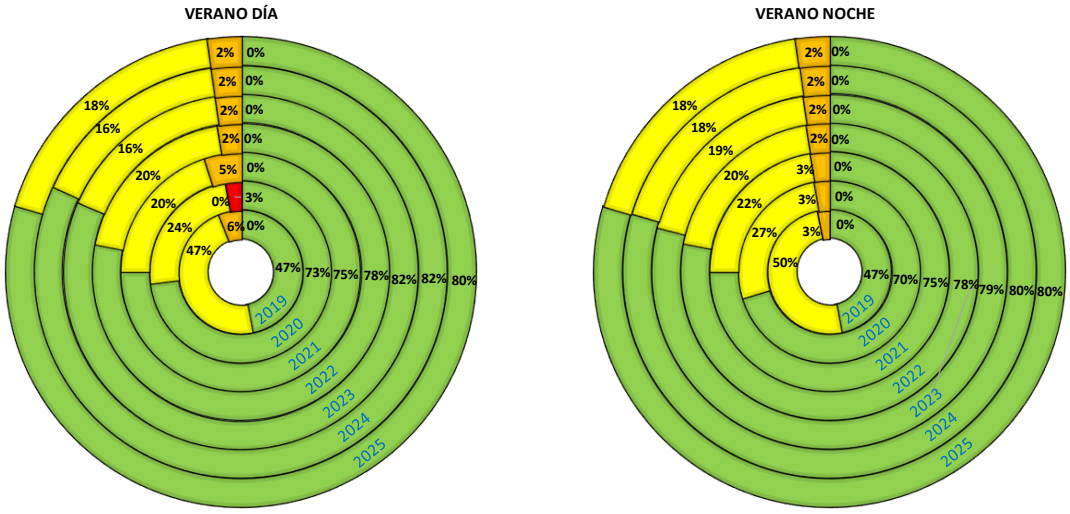


Figura 5-115. Gráficas con la evolución del estado de los transformadores AT/AT, zona Charrúa – Chiloé.

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

5.6.6 DIAGNÓSTICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

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

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

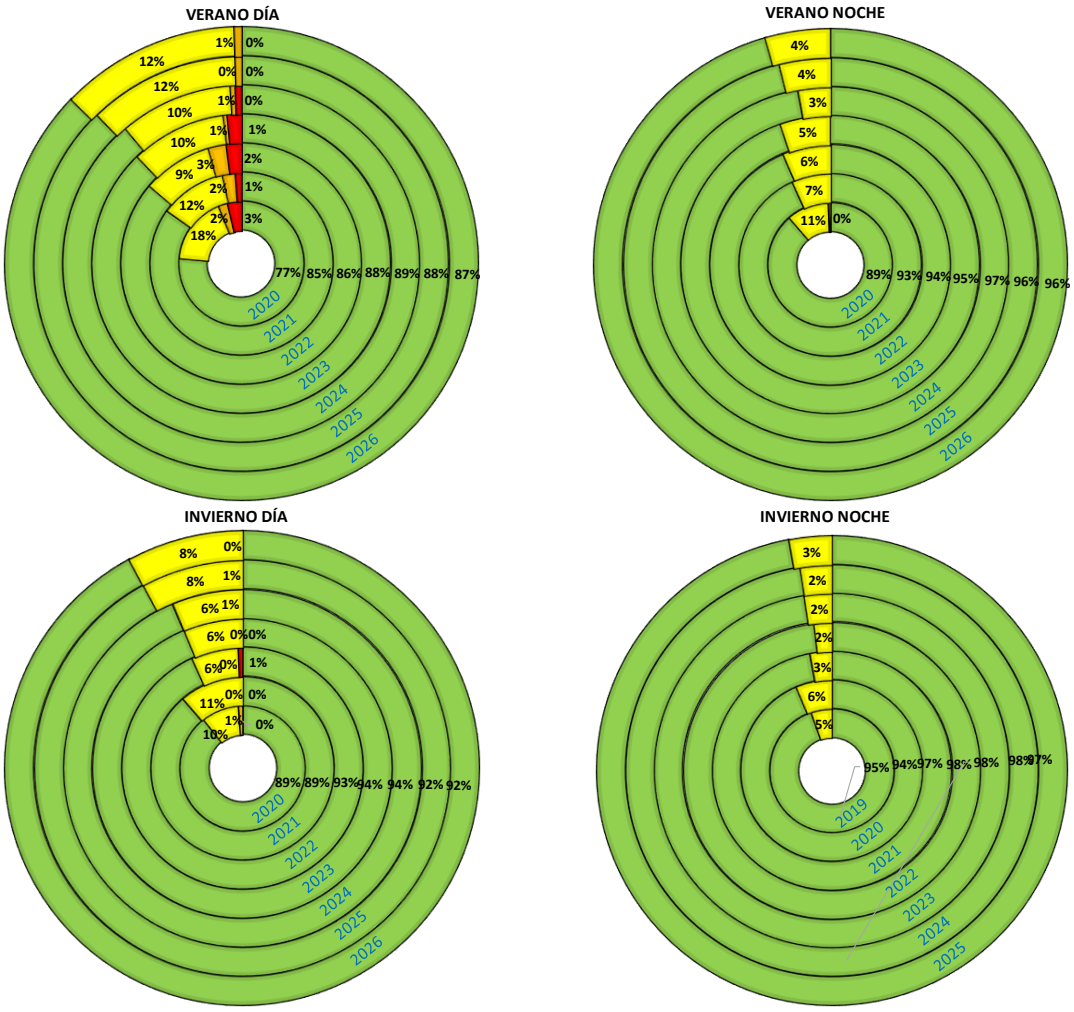


Figura 5-116. Gráficas con la evolución del estado de las líneas de transmisión zonal de la zona Charrúa – Chiloé.

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

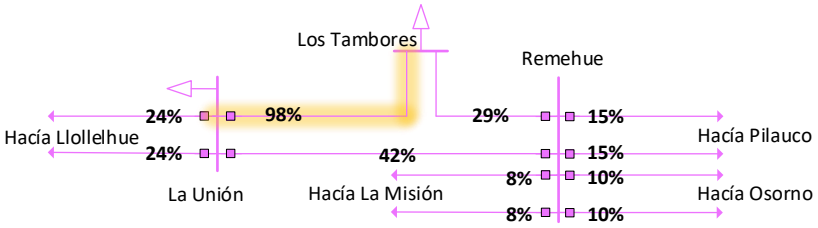


Figura 5-117: Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2026, sistema enmallado.

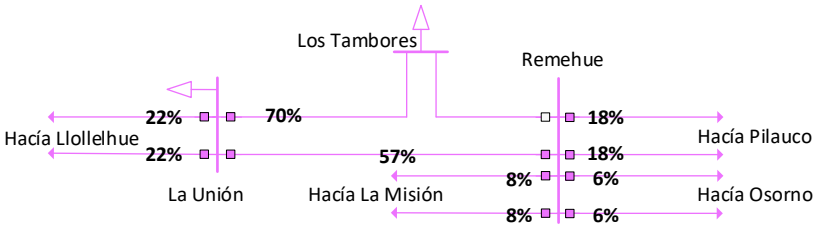


Figura 5-118: Cargabilidad zona Los Tambores Verano 2026, línea 1x66 kV Los Tambores – Remehue Abierta.

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

5.6.7 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

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

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

Instalación	Restricciones
S/E Charrúa Línea 2x220 kV Ralco - Charrúa	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
Línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Hualpén	Ante indisponibilidad de una de las líneas la falla en la otra deja a los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Hualpén y Lagunillas desconectados del SEN por el lado 1x220 kV.
Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel	Falla en la línea origina la operación del EDAC-CE Coronel provocando pérdida de consumos en S/E Coronel.
S/E Coronel, transformador N°3 154/66 kV	El transformador N°3 154/66 kV no posee interruptor por el lado 154 kV.
Línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín	Línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín limitada por TTCC en ambos extremos.
S/E Concepción	a) Interruptor asociado al paño BT1 del transformador N°1 154/66 kV se encuentra excedido en su capacidad de ruptura. b) Paño de 1x220 kV asociado al transformador 220/154 kV. c) Transformador N°1 154/66 kV fuera de servicio por falla.
Duqueco paños J1 y J2	Limitaciones sobre la transmisión de las líneas 1x220 kV Charrúa - Tap El Rosal Duqueco y 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, por la trampa de onda del paño J2.

S/E Temuco	a) Limitación sobre la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Temuco - Los Peumos por los TTCC del paño J2. b) La barra 220 kV N°2 sólo tiene conectado un circuito de la línea 2x220 kV Temuco - Cautín y el sistema de control no permite la transferencia de paños a barras distintas. c) S/E Temuco, paños de 220 kV asociados a los transformadores N°7 y N°8 220/66 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo. d) Línea 66 kV Temuco – Lautaro: restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 66 kV Temuco - Padre Las Casas, frente a desconexiones intempestivas de algunos de los circuitos de la línea 2x66 Temuco - Loncoche, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona, con dependencia de generación de la central Pullinque. e) Línea 66 kV Temuco – Loncoche: Limitación de transferencia por esta instalación al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea.
Líneas 2x220 kV Charrúa - Mulchén y 2x220 kV Mulchén - Cautín	Realización de maniobra frecuente de apertura de uno de sus circuitos para controlar tensiones en la zona.
Líneas 2x220 kV Ciruelos - Valdivia, 2x220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Laurel - Nueva Pichirropulli.	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
S/E Puerto Montt	Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV Puerto Montt – Melipulli sin la posibilidad de ser reemplazados.
Línea 2x220 kV Canutillar - Puerto Montt	Realización de maniobra frecuente de su apertura para controlar tensiones en la zona.
S/E Melipulli	Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados.
S/E Chiloé	Paño perteneciente a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazado.
Línea 2x500 kV Rahue – Puerto Montt	Línea 2x500 kV Rahue – Puerto Montt limitada por estabilidad de tensión.

5.6.8 SENSIBILIDAD ELECTROMOVILIDAD

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

5.6.9 SENSIBILIDAD PMGD

Se realiza un análisis de sensibilidad con PMGDs de la zona Charrúa - Chiloé, identificando aquellas instalaciones que pueden presentar sobrecarga. La tabla 5-93 muestra el resumen del análisis.

Tabla 5-93. Análisis de Sensibilidad de PMGDs en la zona Charrúa – Chiloé.

Región	Subestación Primaria de Distribución	Alimentador	PMGD	Potencia MW	Observaciones
Región del Biobío	Andalién	Irarrázaval	TER Copiulemu	1	Sin observaciones.
	Angol	Los Sauces	TER Contulmo	0,83	Sin observaciones.
	Cabrero	Cabrero-Yumbel	TER Yumbel	3	Sin observaciones.
		San Alberto	PFV El Resplandor	2,63	
	Carampangue	Carampangue-Arauco	PE Las Peñas	8,4	Sin observaciones.
	Curanilahue	Curanilahue	TER Trongol-Curanilahue	2,8	Sin observaciones.
	Duqueco	LICURA	TER Ancalí	1,56	Sin observaciones.
	El Avellano	LAJA	TER HBS	2,2	Sin observaciones.
		LAJA	TER HBS GNL	3,5	
		Rarinco	HP Caliboro	1,4	
		Rarinco	HP Melo	2,97	
		Rarinco	HP Santa Isabel	1,45	
	Faenas Pangue	Queuco	HP Boquiamargo	1,1	Sin observaciones.
		Alto Bio Bio	HP El Mirador	3	
	Lebu	La Fortuna	TER Lebu	2,4	Sin observaciones.
		Sta. Rosa	PE Lebu III	5,25	
		La Fortuna	PE El Arrebol	9	
	Loma Colorada	Lagunillas	TER Lomas Coloradas	3,4	Sin observaciones.

					Nuevo Transformador de acuerdo con el DE 198/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
	Los Ángeles	Canteras	HP El Diuto	3,3	Sin observaciones. Nuevo Transformador de acuerdo con el DE 293/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2022
		Las Delicias	TER JCE	0,8	
	Negrete	Mulchén	HP Bureo	2,2	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 293/2019. Proyecto adjudicado - PES estimada 2023
		Mulchén	HP Munilque	0,55	
		Mulchén	HP Munilque II	0,55	
		Mulchén	PE El Nogal	9	
	Penco	Desiderio Guzmán	TER Los Pinos	3	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Picoltué	Picoltué-Mulchén	HP Río Mulchén	3	Sin observaciones.
		Picoltué-Mulchén	HP La Bifurcada	0,226	
		Picoltué-Mulchén	HP La Viña - Alto La Viña	0,552	
		Picoltué-Mulchén	HP El Brinco	0,2	
		Picoltué-Mulchén	TER Picoltué	3	
		Picoltué-Mulchén	TER Boldos	3	
	Santa Bárbara	Lago Ranco - Riñihue	HP Quillaileo	0,83	Sin observaciones.
	Tres Pinos	Tirúa	TER Tirúa	1,9	Sin observaciones.
		Los Álamos	TER Los Álamos	0,8	
		Cañete	TER Cañete	4	
		Los Álamos	PE Raki	9	
		Los Álamos	PE Huajache	6	
Región de la Araucanía	Curacautín	Lonquimay	TER Curacautín	2,4	Sin observaciones.
		Lonquimay	TER Lonquimay	1,2	
		Lonquimay	HP El Agrio	2,51	
	Lautaro	Lautaro	HP Río Trueno	5,6	Sin observaciones.

		Lautaro Norte	TER Eagon	2,4	Reemplazo y nuevo transformador de acuerdo con el DE 418/2017 y DE 293/2018 respectivamente. Proyectos adjudicados – PES estimada 2023
	Licanco	Louisiana Pacific	TER Lousiana Pacific II	3	Sin observaciones.
		P.Las Casas	HP El Manzano (MELIPEUCO)	4,85	
		P.Las Casas	HP Trufultruful	0,836	
		P.Las Casas	HP El Canelo	6,04	
	Los Sauces	Los Sauces	TER Los Sauces	3	Sin observaciones.
		Los Sauces Lumaco	TER Aromos	3	Sin observaciones.
	Pitrufquén	Quitratue	HP Donguil	0,25	Sin observaciones.
		Freire	HP Allipén	2,6	
		Toltén	HP Maisán	0,6	
	Traiguén	Traiguén Ciudad	TER Chufkén	2,4	Sin observaciones. Reemplazo de transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Villarrica	Nancul	HP Trailelfú	2,5	Sin observaciones.
		Correntoso	HP Molinera Villarrica	0,6	
		Colo-Colo	HP Santa Elena	2,75	
		Nancul	HP MSA-I	3	
Región de los Ríos	Chirre	Futahuente	HP Los Portones	1	Sin observaciones.
	Corral	Corral	TER Rey	0,8	Sin observaciones.
	La Unión	La Unión	HP Contra	0,33	Sin observaciones.
		La Unión	HP Curileufú	0,221	
		Rapaco	TER PRP Rapaco	3,005	
	Los tambores	Aldea Campesina	TER PRP Campesina (ex Aldea)	3	Sin observaciones.
		Rio Bueno	TER PRP Tambores	3	
	Panguipulli	Panguipulli	TER Lousiana Pacific	3	Sin observaciones.

		Pullinque	HP Reca	1,7	
		Conaripe-Liquiñe	HP Tranquil	3	
		Panguipulli	HP Piutel	0,56	
		Pullinque	HP Panguipulli	0,35	
	Pichirropulli	Futrono	HP Doña Hilda	0,42	Sin observaciones.
		Futrono	HP Muchi	1	
		Futrono	HP Las Flores	1,6	
		Futrono	HP Central Hidroeléctrica Chilco	0,201	
	Pilmaiquén	Mantilhue	HP Pehui	1,1	Sin observaciones.
		Mantilhue	HP Los Corrales	0,8	
		Mantilhue	HP Los Corrales II	1,035	
		Mantilhue	HP Pichilonco	1,2	
		Pilmaiquén	HP Don Walterio	2,95	
		Mantilhue	HP El Arrayán	0,15	
Región de los Lagos	Aihuapi	Los Puentes	HP Los Colonos	0,642	Sin observaciones.
		Futacuin	HP María Elena	0,305	
		Lago Ranco	HP Chanleufú II	8,4	
	Alto bonito	Panitao	TER Río Azul	3	Sin observaciones. Nuevo transformador de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
		Panitao	TER Calfuco	3	
		Panitao	TER Bluegate	3,01	
	Ancud	Chacao	TER Ciruelillo	3	Sin observaciones.
	Chonchi	Chonchi Centro	HP Dongo	6	Sin observaciones.
		Chonchi Centro	HP Collil	7	
		Chonchi-Notuco	TER Almendrado	3	
	Colaco	Pargua Industrial	TER Biomar	2,4	Sin observaciones.
		Pargua Industrial	TER Danisco	0,8	
		Pendiente	TER Skretting Pargua	2,7	
	Los Negros	Canal Bajo	TER PRP Los Negros	3	Sin observaciones.
	Melipulli	Pelluco	HP El Colorado	2	Sin observaciones.
		Pelluco	TER Calafate	3	

		Pendiente	TER Multiexport	0,8	
		Pendiente	TER Multiexport II	1,6	
		Antihual	HP La Arena	6,8	
		Feria Osorno	TER El Canelo II	3	
	Osorno	Pendiente	TER Salmofood	1,6	Sin observaciones.
		Industrial	TER Skretting Osorno	3	
		Pendiente	TER Watts	0,8	
		Pendiente	TER Watts II	1,6	
		G. Hube	TER Gami	2,88	
	Puerto Varas	Puerto Varas	TER El Canelo	3	Sin observaciones.
		Puerto Rosales	HP Ensenada	1,2	Nuevo transformador existente de acuerdo con el DE 171/2020. Proyecto no adjudicado - PES estimada 2024
	Rio negro	Chifín	TER PRP Chifín	3	Sin observaciones.
	Puerto Montt	Pelluco	TER Alerce	3	Sin observaciones.

6 ANÁLISIS Y SOLUCIONES

6.1 ANÁLISIS Y VISIÓN DE PROYECTOS HVDC EN EL SEN

En el marco del Plan de Expansión de la Transmisión 2020, liderado por la Comisión Nacional de Energía, tres empresas coordinadas realizaron propuestas de expansión consistentes en opciones de transmisión en corriente continua, o líneas HVDC. El objetivo principal de los proyectos en cuestión es poder resolver en un tiempo intermedio entre hoy y la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre (cuya fecha estimada de entrada a operación es enero 2029), aquellos problemas de evacuación de energía que las empresas proyectan, tanto en el corredor de 500 kV que une las zonas norte y centro, como también poder dar más opciones de despacho de energía a zonas con alto potencial renovable, como son el entorno de la futura S/E Parinas, o de la S/E Maitencillo.

Bajo esta consideración, en el set de figuras, figura 6-1 a la figura 6-4, se esquematizan las opciones presentadas, junto con asociar la propuesta a su empresa proponente. Téngase presente que, en todas estas figuras, se resalta en un cuadro amarillo en línea segmentada aquellas obras adicionales que viabilizarían, bajo la óptica del proponente, el proyecto en su conjunto.

A su vez, la tabla 6-1 contiene la información principal de cada una de las opciones presentadas.

Figura 6-1. Proyecto HVDC ISA.

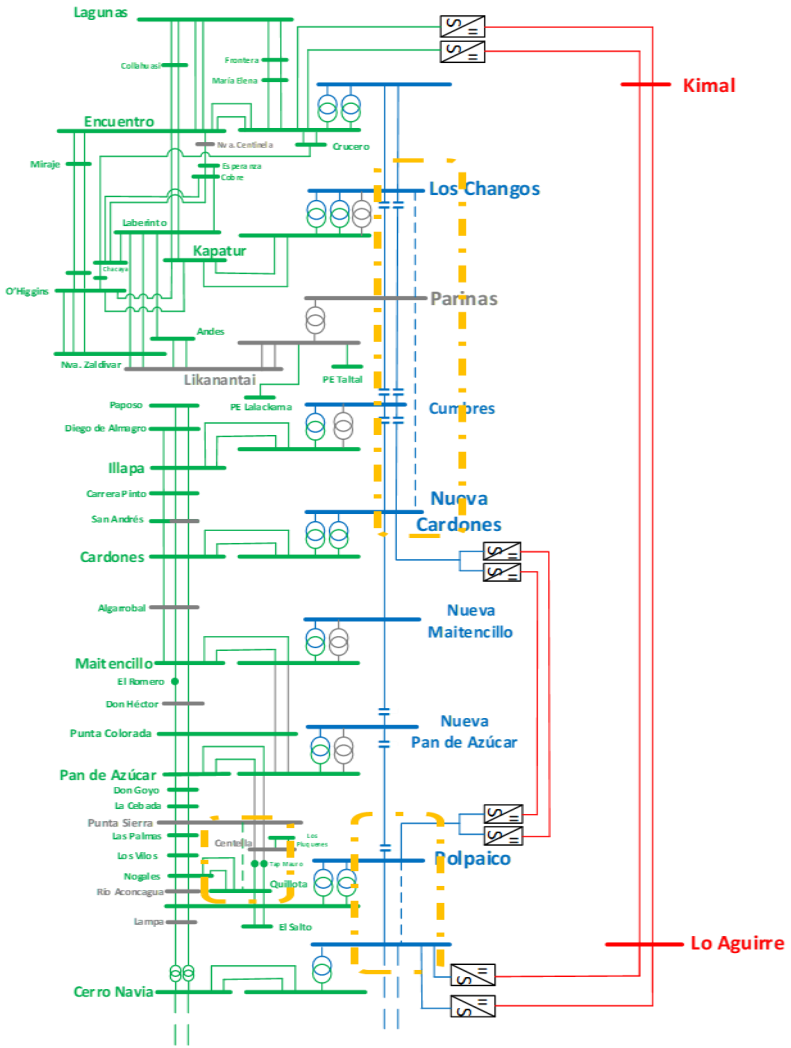


Figura 6-2. Proyecto HVDC ENEL.

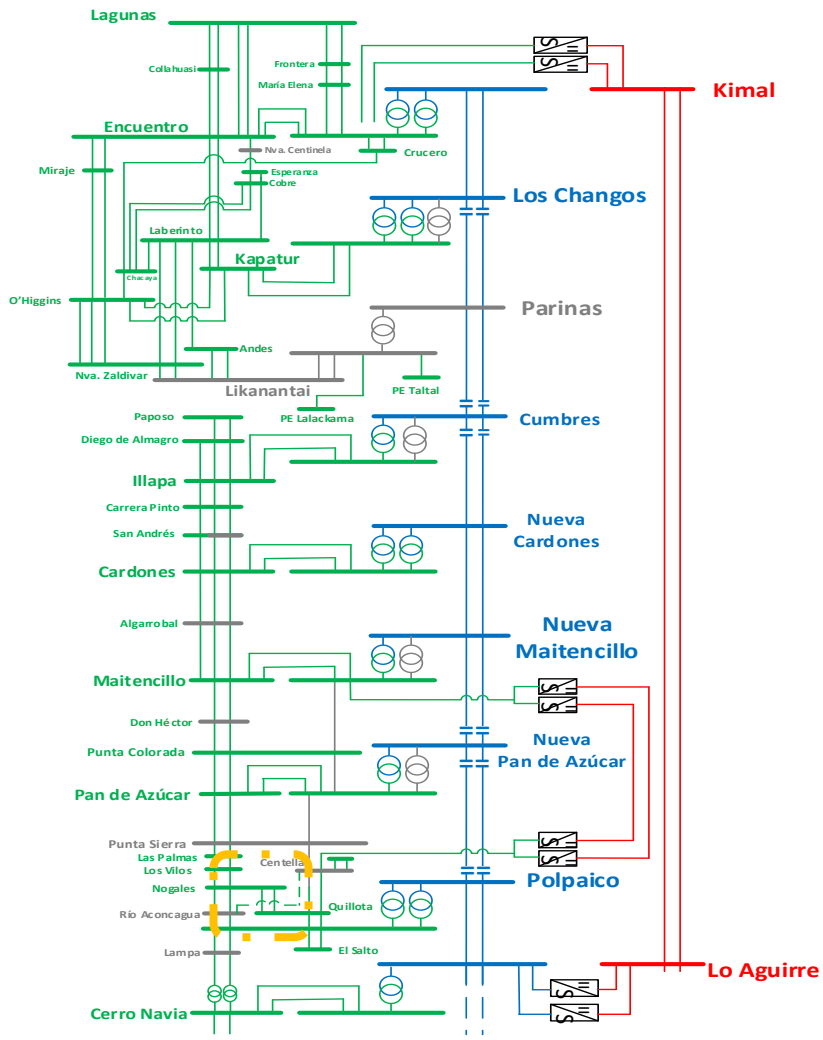


Figura 6-3. Proyecto HVDC TRANSELEC 1.

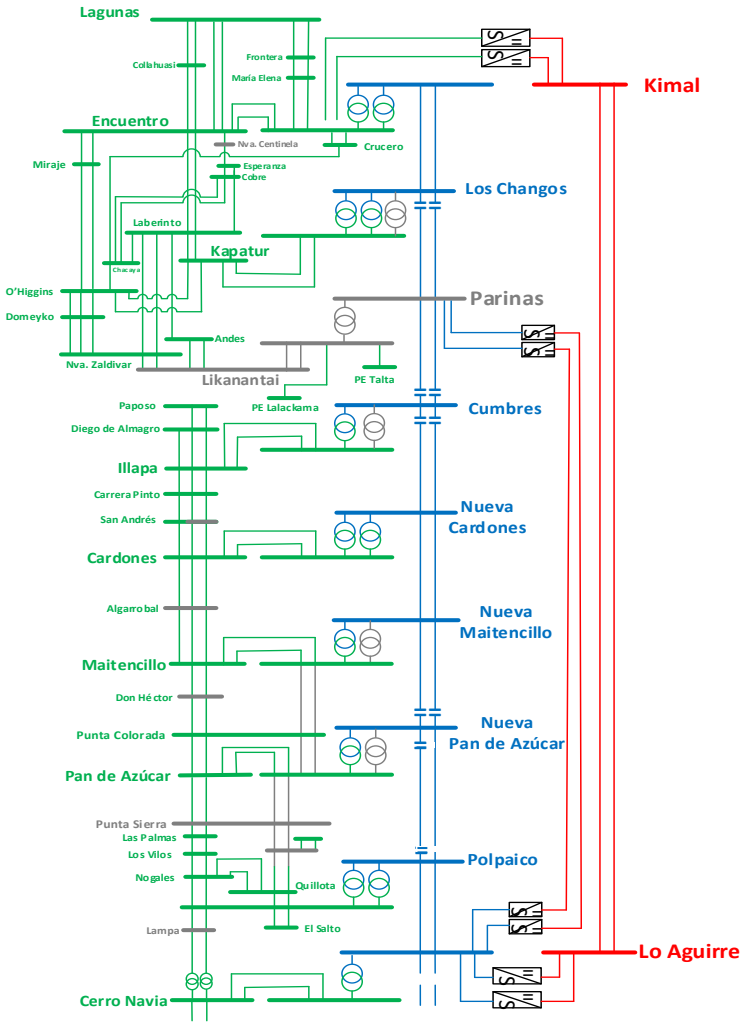


Figura 6-4. Proyecto HVDC TRANSELEC 2.

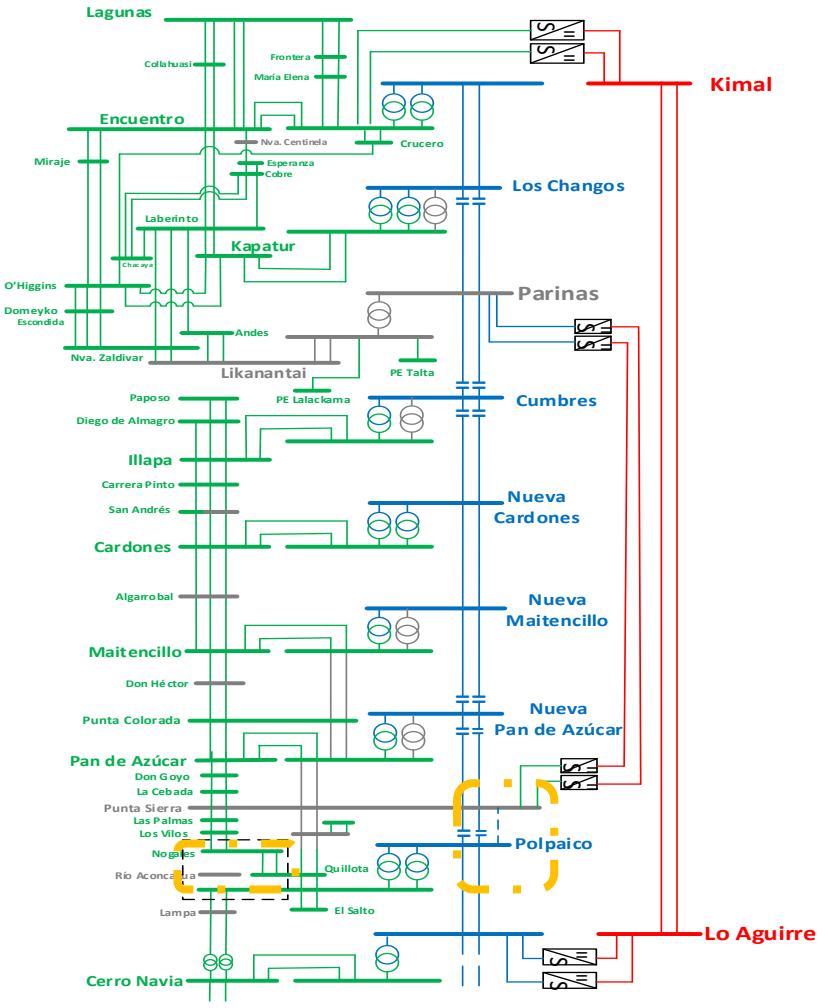


Tabla 6-1. Características principales de los proyectos HVDC presentados.

	ISA – Etapa II	ENEL	Transelec A1	Transelec A2
Extensión km	**754**	**462**	**1100**	**800**
Descripción	Transformación de Circuito AC en Bipolo HVDC 500 kV	• Transformación LT Nueva. Maitencillo–Centella a enlace mixto HVAC-HVDC 580 MVA-720 MW • Nueva línea 2x500 kV Centella-Río Aconcagua, energizada en 220 kV, tendido primer circuito.	Construcción de Bipolo HVDC entre SSEE Parinas y S/E Lo Aguirre 500 kV	• Construcción de Bipolo HVDC entre SSEE Parinas y Pta. Sierra 500 kV. • Construcción HVAC de Nuevo 1x500 kV Pta. Sierra – Polpaico, energizando en 500 kV el tramo existente entre Nogales y Polpaico 220 kV.
Capacidad [MW]	3.100	720	2.000	2000 HVDC
VI [MMUSD] Promotor	**796**	**220**	**1.850**	**1.950**
VI [MMUSD] HVDC Coordinador	**846**	**417**	**1139**	**930**
Fecha PES	Segundo semestre 2027	Segundo semestre 2025	2031	2027-2028

Impacto / requerimientos en el Sistema AC Existente
(Estimación preliminar. Pendiente validar con estudio de flujo)
	• Construcción Línea 1x500 kV Chango-Parinas-Nueva. Cardones + SSSC (580 km.)
	• Línea 1x500 kV Polpaico-Lo Aguirre (30 km. 1780 MVA).
	• Línea 1x220 Punta Sierra-Quillota + SSSC.
	• **Otros requerimientos de transmisión**:
	  • Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Polpaico.
	  • Requiere repotenciar Polpaico-El Salto 220 kV + Nuevo Transformador 220/110 kV
	  • Reconfiguración zonal
	Inversión Estimada: 675+120 = 795 MMUSD
		• Nueva línea Centella-Río Aconcagua (116 km)
		• **Otros requerimientos de transmisión**:
		  • Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Polpaico.
		  • Requiere evaluar repotenciar instalaciones zonales.
		Inversión Estimada: 54+30 MMUSD = 84 MMUSD
			• **Otros requerimientos de transmisión**:
			  • Nuevo Transformador S/E Parinas 500/220 kV.
			  • Línea 1x500 kV Polpaico-Lo Aguirre (30 km, 2.000 MVA).
			  • Tercer Circuito Lo Aguirre-Alto Jahuel (85 km, 2.000 MVA).
			  • Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Polpaico.
			  • Requiere repotenciar Polpaico-El Salto 220 kV + Nuevo Transformador 220/110 kV.
			  • Repotenciar Entorno S/E Alto Jahuel.
			  • Reconfiguración zonal.
			Inversión Estimada: 275 MMUSD
				• Seccionamiento Punta Sierra (Línea 2x500 kV Polpaico-Pan de Azúcar) + Nueva Transformación 500/220 kV en Punta Sierra.
				• Extensión de Línea 2x220 kV Quillota-Polpaico hasta Punta Sierra con Energización 500 kV.
				• Repotenciamiento línea 2x220 kV Quillota-Nogales y Seccionamiento de S/E Rio Aconcagua en línea 2x220 kV Quillota-Pelambres.
				• **Otros requerimientos de transmisión**:
				  • Nuevo Transformador S/E Parinas 500/220 kV.
				  • Línea 1x500 kV Polpaico-Lo Aguirre (30 km. 2000 MVA).
				  • Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Polpaico.
				  • Requiere repotenciar línea 2x220 kV Polpaico-El Salto + Nuevo Transformador 220/110 kV.
				  • Reconfiguración zonal.
				Inv. Estimada: 223 + 105 MMUSD = 328 MMUSD

6.1.1 ANÁLISIS GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS

- Proyecto HVDC ISA Interchile

En términos generales, el proyecto presenta puntos a favor asociados a la utilización de la infraestructura existente en el Sistema Eléctrico Nacional, proponiendo una finalidad diferente para uno de los circuitos de 500 kV entre las SS/EE Cardones y Polpaico, lo cual a su vez beneficia la entrada en operación de la propuesta tanto desde un punto de vista de tiempo (menor tiempo de construcción y adecuación) como de los costos (reducción de costos al aprovechar infraestructura existente). Por la ubicación del proyecto, permite evacuar el potencial solar y eólico presente en el entorno de las SS/EE Los Changos y Parinas, estimando un nivel de transferencia total cercano a los 3000 MW a la zona norte de Santiago. Finalmente, mejora la estabilidad de tensión de la S/E Nueva Cardones, vía la incorporación de un equipo SSSC. Sin embargo, su implementación reduce el nivel de seguridad del SEN, toda vez que elimina el N-1 de la instalación HVAC actual. A su vez, durante su construcción (estimada en 5 años), se debe limitar las transferencias por el circuito AC que permanecería como tal, lo cual aumenta la posibilidad de fallas de alta magnitud. Debido a la alta transferencia que recibiría Santiago, el proyecto requiere una serie de refuerzos adicionales, junto con reconfigurar el sistema zonal de la región metropolitana. Finalmente, se puede mencionar la baja experiencia internacional en la operación de sistemas SSSC y topologías híbridas HVAC/HVDC.

- Proyecto HVDC ENEL

Al igual que la opción anterior, presenta la ventaja de utilización de infraestructura existente, con lo cual se acelera la puesta en servicio y se disminuyen los costos asociados al proyecto. Su ubicación tentativa reduciría los vertimientos de ERV en el entorno de Maitencillo, con lo cual se esperaría un arribo estimado de 700 MW de potencia a la zona de norte de Santiago (S/E Polpaico). Como desventaja, se puede mencionar la utilización de tecnología VSC, la cual es menos económica que la LCC. Junto con ello, se visualiza un efecto más acotado en relación a los potenciales problemas de evacuación de la zona, toda vez que ofrece un aumento de transferencia menor respecto a las otras alternativas analizadas. Finalmente, al igual que en la alternativa anterior, se cuenta con poca literatura y experiencia internacional en la operación de topologías híbridas HVAC/HVDC.

- Proyecto HVDC Transelec 1

La primera alternativa presentada por Transelec tiene como finalidad principal la recolección del potencial eólico ubicado en el entorno de la futura S/E Parinas, el cual ha sido prospectado por el Ministerio de Energía y sugerido en sus informes de Planificación Energética de Largo Plazo. En este orden de ideas, se estima una transferencia cercana a los 2.000 MW a la zona centro del país, producto de la operación de esta infraestructura. Como puntos positivos, se releva su aporte a la seguridad del sistema, sirviendo como alternativa ante posibles fallas o salidas intempestivas de servicio tanto como de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, como del sistema AC en 500 kV paralelo a ambas instalaciones. Como desventaja al proyecto está su fecha estimada de puesta en servicio, la cuál es posterior a todas las demás alternativas analizadas. Junto con ello, implicaría un análisis más profundo de la topología del sistema en la Región Metropolitana, puesto que a primer filtro se observaría la necesidad de una serie de instalaciones adicionales y reconfiguraciones para hacer

viable este nivel de transferencia, el cual junto con el ofrecido por la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, podría implicar valores cercanos a los 5.000 MW, lo cual es cercano al 50% de la demanda de punta del sistema en su conjunto.

- Proyecto HVDC Transelec 2

Esta opción comparte la finalidad del primer proyecto, lo cual implicaría una recolección de potencial eólico cercano a 2.000 MW desde la zona de Parinas. Sin embargo, a diferencia del anterior, propone un punto de acometida sur que estaría en la cuarta región, desde la cuál propone refuerzos adicionales que distribuirían dicha energía en la quinta región y Santiago. Debido a que propone la reutilización de infraestructura existente, permitiría alcanzar una fecha de puesta en servicio anterior a la de la primera alternativa, estimándose para comienzos del año 2028 (a diferencia de la alternativa 1, que propone el año 2031). A su vez, también ofrece un aumento en la seguridad del sistema, proponiendo un respaldo de transmisión a los sistemas con los que operaría en paralelo. Como puntos en contra es posible mencionar su costo de implementación, debido a la cantidad de obras adicionales que incluye su promotor. A su vez, se prevé dificultades en la regulación de tensión en S/E Polpaico, por consiguiente, implicaría una redefinición de la compensación serie que media las SS/EE Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.

6.1.2 RECOMENDACIÓN PRELIMINAR DE PROYECTOS HVDC

La propuesta HVDC de ISA provocaría, durante su construcción, exigencias que ponen en riesgo la seguridad y operación del sistema HVAC existente. Adicionalmente, propone equipamientos FACTS de los cuales se posee baja experiencia a nivel mundial.

La propuesta HVDC de Enel se visualiza viable para ser analizada con motivo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 del Coordinador

La propuesta HVDC A1 de Transelec, requiere una alta inversión en obras complementarias en la zona de llegada en el entorno de la Región Metropolitana. Sin embargo, la alternativa HVDC A2 de Transelec, se visualiza una propuesta más atractiva, para ser analizada en detalle.

En este orden de ideas, en el marco de la Propuesta de Expansión 2021, se han estudiado en mayor profundidad los proyectos HVDC de Enel y la alternativa 2 de Transelec.

6.1.3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Para la evaluación de los dos proyectos HVDC seleccionados en la etapa de análisis preliminar, se utiliza el software PLP, en el cual se modela el Sistema Eléctrico Nacional con 300 barras, 400 líneas y 1.000 generadores, aproximadamente. Para conseguir una comparación representativa de los escenarios en ausencia de proyectos, respecto a aquellos en donde se incorpora alguna de las iniciativas en evaluación, se utiliza el mecanismo habitual, que consiste en simular una red reducida, cuyo resultado a utilizar son las funciones de costo futuro de los embalses. Luego, a partir de dichos cortes de factibilidad, se simula el caso base (sin proyecto) y el caso con proyecto, en una red de mayor detalle, en una sola fase forward (sin añadir cortes a la función de costos futuro).

Posteriormente, la diferencia en costos de operación se contrasta con el valor de inversión y COMA del proyecto, cuyo flujo final es evaluado en valor actualizado, siendo aquellos con resultado superior a 0 aquellos que son propuestos por el Coordinador.

Otros aspectos relevantes de la evaluación son:

- Simulación de la operación del SEN a 20 años (20 años + 3 años de relleno, cuyos resultados no se utilizan).
- Evaluación económica a 20 años, desestimando para la evaluación los años de relleno.
- Costo de inversión incorporado con curva S de 6 años.
- COMA corresponde a un 1.8% del valor de inversión.
- La tasa utilizada para la evaluación económica es de 6%.
- Los valores están actualizados al año 2020.
- La evaluación no incorpora en las BD el proyecto propuesta por este Coordinador en el Complemento de junio 2020, que dice relación con un aumento de capacidad en la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que propone elevar su capacidad de transmisión desde 1.700 a 2.300 MW. Lo anterior, dado que la Comisión Nacional de Energía aún no presenta su informe preliminar 2020.

6.1.4 VALORIZACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

La valorización de la iniciativa HVDC propuesta por ENEL Generación contempla retorno metálico, una longitud de línea aproximada de 462 km y una capacidad de transmisión de 720 MW por polo, con potencia nominal del enlace de 720 MW. Para efectos de la valorización se contempla solamente el recambio de cadenas de aislación. Además, el proyecto considera la construcción de estaciones conversoras HVAC/HVDC junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarias para su correcto funcionamiento y la conexión de estas estaciones a los paños AC de las SS/EE anteriormente mencionadas.

Los enlaces entre la S/E Nva. Maitencillo N°2 y S/E Centella N°2 se realiza mediante una línea de transmisión en corriente continua HVDC bipolo con retorno metálico. La figura 6-5 presenta un diagrama referencial de este enlace.

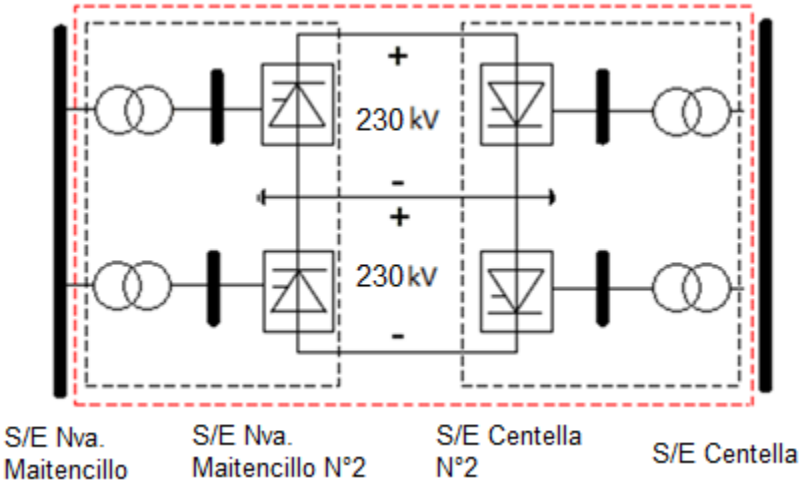


Figura 6-5. Diagrama referencial del Nuevo Enlace HVDC ±230 kV, el enlace propuesto es de Tecnología VSC.

A su vez, este proyecto contempla la incorporación de la obra Nueva Línea de Transmisión 2X500 KV Centella – Río Aconcagua, tendido del primer circuito y aislación diseñada en 500 KV, el cual consiste en la construcción de una nueva línea 2x500 kV, con tendido de primer circuito y energizada en una primera etapa en 220 kV, entre las SS/EE Centella y Río Aconcagua, con una capacidad de 1.000 MVA por circuito de 35°C con sol en 220 kV y sus respectivos paños de conexión en los patios de 220 kV en ambos extremos

Para la conexión es de esta LT se tienen las siguientes consideraciones:

- **Obras en S/E Centella:**
  - Completar medias diagonales en interruptor y medio existentes (paños J9 y J12)
- **Obras en S/E Río Aconcagua:**
  - Ampliación de barra de 220 kV.
  - Construcción de una nueva media diagonal.

La tabla 6-2 y tabla 6-3 muestran respectivamente la valorización de los proyectos enlace HVDC Nueva Maitencillo – Centella y la línea 1x220 kV Centella – Río Aconcagua.

Tabla 6-2. Valorización de la línea HVDC Nueva Maitencillo – Centella.

Descripción de la Obra	COSTO Miles de US$
Línea HVDC 720 MW	3.530
Paño de conexión S/E Centella	2.531
Paño de conexión S/E Nva Maitencillo	2.684
Subestaciones conversoras HVAC/HVDC 720 MW	250.000
Total [MUSD]	258.746

Tabla 6-3. Valorización de la línea 1x220 kV Centella – Río Aconcagua.

Descripción de la Obra	COSTO Miles de US$
Línea 2x500 kV con tendido de primer circuito y energizado en 220 kV	70.074
Nuevos paños 220 kV S/E Centella	5.250
Nuevo paño 220 kV S/E Río Aconcagua	2.898
Total [MUSD]	78.222

Finalmente, el costo total es de 336.968 MUSD para la iniciativa.

Por otra parte, la iniciativa de Transelec contempla la valorización de la nueva línea HVDC Parinas – Punta Sierra ±500 kV con retorno metálico, entre las nuevas estaciones conversoras Parinas y Punta Sierra. La longitud aproximada de la línea es 800 km, con una capacidad de transmisión de, al menos 1.000 MW por polo, con potencia nominal del enlace de 2.000 MW. Además, el proyecto considera la construcción de estaciones conversoras HVAC/HVDC junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarias para su correcto funcionamiento.

Los enlaces entre la S/E Parinas N°2 y S/E Punta Sierra N°2 se realizan mediante una línea de transmisión en corriente continua HVDC bipolo con retorno metálico. La figura 6-6 muestra un diagrama referencial del nuevo enlace HVDC Parinas – Punta Sierra.

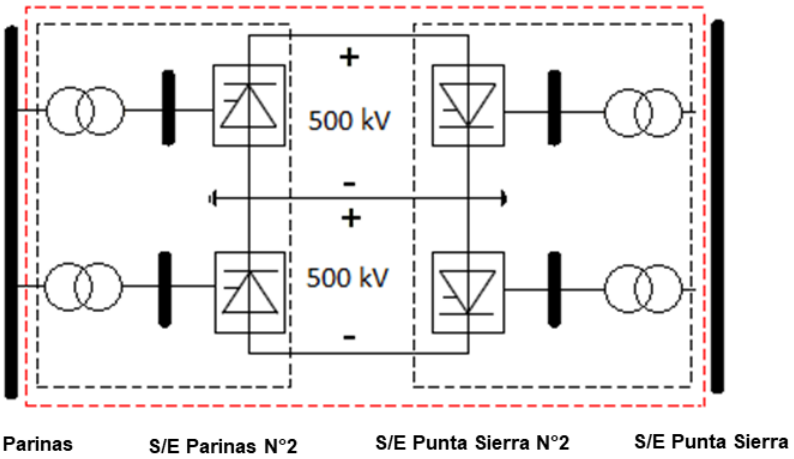


Figura 6-6. Diagrama referencial del Nuevo Enlace HVDC ±500 kV Parinas – Punta Sierra.

Adicional a ello, el proyecto incorpora las siguientes obras adicionales:

- Seccionamiento Línea de Transmisión 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en S/E Punta Sierra.
- Línea de Transmisión 1x500 kV Polpaico – Punta Sierra.
- S/E Río Aconcagua 220 kV Cambia a Seccionar la línea 220 kV Quillota – Centella.
- Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Quillota – Nogales.

La tabla 6-4 y la tabla 6-5 y muestran respectivamente la valorización de los proyectos enlace HVDC Parinas – Punta Sierra y las obras asociadas a este enlace.

Tabla 6-4. Valorización de la línea HVDC Parinas – Punta Sierra.

Descripción de la Obra	COSTO Miles de US$
Línea HVDC 2000 MVA	526.471
Subestaciones Conversoras 1000 MVA	500.000
Total	1.026.471

Tabla 6-5. Valorización de las obras asociadas a línea HVDC Parinas – Punta Sierra.

Descripción de la Obra	miles de US$
LT 1x500 kV Punta Sierra - Polpaico	134.142
Aumento de capacidad de la Línea 2x220 kV Quillota – Nogales	10.081
S/E Río Aconcagua 220 kV cambia a seccionar la línea Quilota – Centella 220 kV	24.215
Total [MUSD]	168.438

De esta manera, el costo total de la iniciativa asciende a 1.194.909 MUSD.

6.1.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

A continuación, la **tabla 6-6** y la **tabla 6-7** muestran respectivamente la evaluación de los proyectos enlace HVDC Nueva Maitencillo – Centella y HVDC Parinas – Punta Sierra, bajo la metodología mencionada en el apartado 6.1.3. y contemplando las valorizaciones de la sección 6.1.4. Téngase presente una vez más, que en la topología del sistema no se ha incorporado la obra "Aumento de Capacidad de la Línea de Transmisión 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico".

Proyecto HVDC ENEL Esc A					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2020	618,971	618,971		-	-
2021	392,715	392,715		3,302	- 3,302
2022	306,548	306,548		7,459	- 7,459
2023	269,343	269,343		49,554	- 49,554
2024	264,529	264,529		167,159	- 167,159
2025	260,243	258,891	1,353	112,908	- 111,555
2026	269,803	261,403	8,401	6,019	2,382
2027	282,986	270,856	12,129	6,019	6,111
2028	263,127	254,355	8,771	6,019	2,753
2029	245,592	244,994	598	6,019	- 5,420
2030	238,934	238,702	232	6,019	- 5,787
2031	237,626	237,613	13	6,019	- 6,006
2032	240,455	240,264	191	6,019	- 5,828
2033	230,336	229,949	387	6,019	- 5,632
2034	213,526	213,164	363	6,019	- 5,656
2035	180,609	180,360	249	6,019	- 5,769
2036	150,981	150,441	539	6,019	- 5,479
2037	156,987	156,359	627	6,019	- 5,391
2038	106,043	104,979	1,064	6,019	- 4,954
2039	80,478	78,309	2,170	6,019	- 3,849
2040	8,225	7,897	328	1,505	- 1,177
Valor Residual 2040			**Agua Embalsada**	**COMA**	
			2,420	6,019	
			VP Ahorro	**VP Inversión**	**VAN**
Valores Presentes			**30,152**	**310,411**	**-280,259**
			VAN	-$ 280,259	

Tabla 6-6. Evaluación económica Proyecto HVDC Nueva Maitencillo – Centella.

Proyecto HVDC Transelec Esc A					
Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2020	618,971	618,971		-	-
2021	392,715	392,715		11,802	- 11,802
2022	306,548	306,548		26,657	- 26,657
2023	269,343	269,343		177,090	- 177,090
2024	264,529	264,529		597,372	- 597,372
2025	260,243	260,243		403,496	- 403,496
2026	269,803	269,803		21,508	- 21,508
2027	283,228	282,986	243	21,508	- 21,266
2028	263,127	250,593	12,534	21,508	- 8,975
2029	245,317	245,592	- 275	21,508	- 21,783
2030	239,315	238,934	381	21,508	- 21,127
2031	237,892	237,626	267	21,508	- 21,242
2032	240,819	240,455	365	21,508	- 21,144
2033	230,940	230,336	604	21,508	- 20,905
2034	214,049	213,526	522	21,508	- 20,986
2035	181,929	180,609	1,319	21,508	- 20,189
2036	152,346	150,981	1,365	21,508	- 20,143
2037	158,929	156,987	1,942	21,508	- 19,566
2038	108,981	106,043	2,937	21,508	- 18,571
2039	86,295	80,478	5,816	21,508	- 15,692
2040	9,365	8,225	1,140	5,377	- 4,237
Valor Residual 2040			Agua Embalsada	COMA	
			- 7,124	6,019	
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			16,925	1,109,306	-1,092,380
			VAN	-$ 1,092,380	

Tabla 6-7. Evaluación económica Proyecto HVDC Parinas – Punta Sierra.

Se observa de este modo que ninguno de los dos proyectos entrega beneficios lo suficientemente altos como para solventar el costo del proyecto. Además, se observa que en ambos casos el beneficio es apreciable durante los años en que opera previo a la entrada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Esto quiere decir que, bajo los parámetros utilizados en las simulaciones, en una evaluación clásica de proyectos, estos no serían rentables. Lo anterior, implica necesariamente la incorporación en la evaluación de todos los aspectos considerados en el Artículo 87° de la Ley y, adicionalmente, otros elementos que permitan ampliar la concepción de beneficios con la incorporación de nuevas obras de transmisión en el sistema.

6.1.6 VERTIMIENTO

La figura 6-7 y la figura 6-8 presentan respectivamente el efecto en el vertimiento eólico y solar de los proyectos analizados, considerando aquellos proyectos de generación ubicados al norte de los tramos analizados. Se observa en ambas figuras que durante los años de operación de los proyectos previos al año 2029 (año de puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre), presentan un efecto en el vertimiento solar. En cuanto al vertimiento eólico, disminuye para el caso del proyecto HVDC Parinas – Punta Sierra, a partir del año 2035, que es justamente cuando su beneficio se torna más relevante. Adicionalmente, el efecto en el vertimiento solar es mayor en el primer proyecto, y justamente a la inversa respecto al vertimiento eólico. Esto guarda directa relación con los puntos de conexión al sistema de las iniciativas analizadas.

Para el correcto entendimiento de las gráficas, considere que A0 es el escenario base, A1 es aquel que incorpora el proyecto HVDC Nueva Maitencillo – Centella, en tanto el escenario A2 es aquel que incorpora el proyecto HVDC Parinas – Punta Sierra.

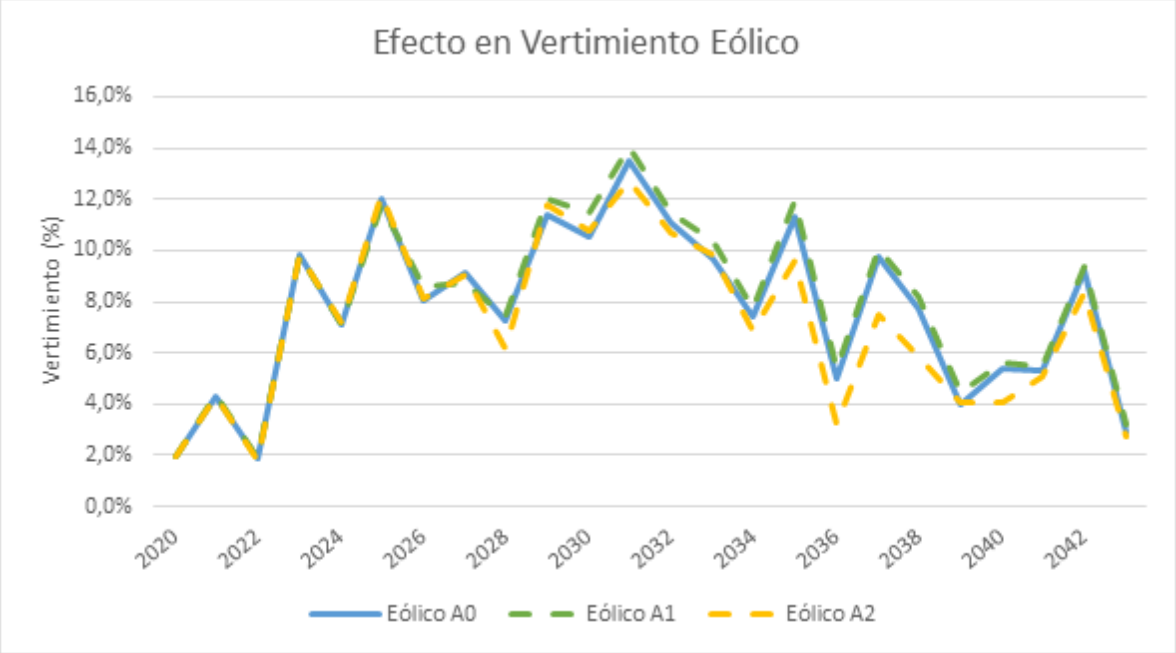


Figura 6-7. Efecto en el vertimiento eólico de las iniciativas HVDC.

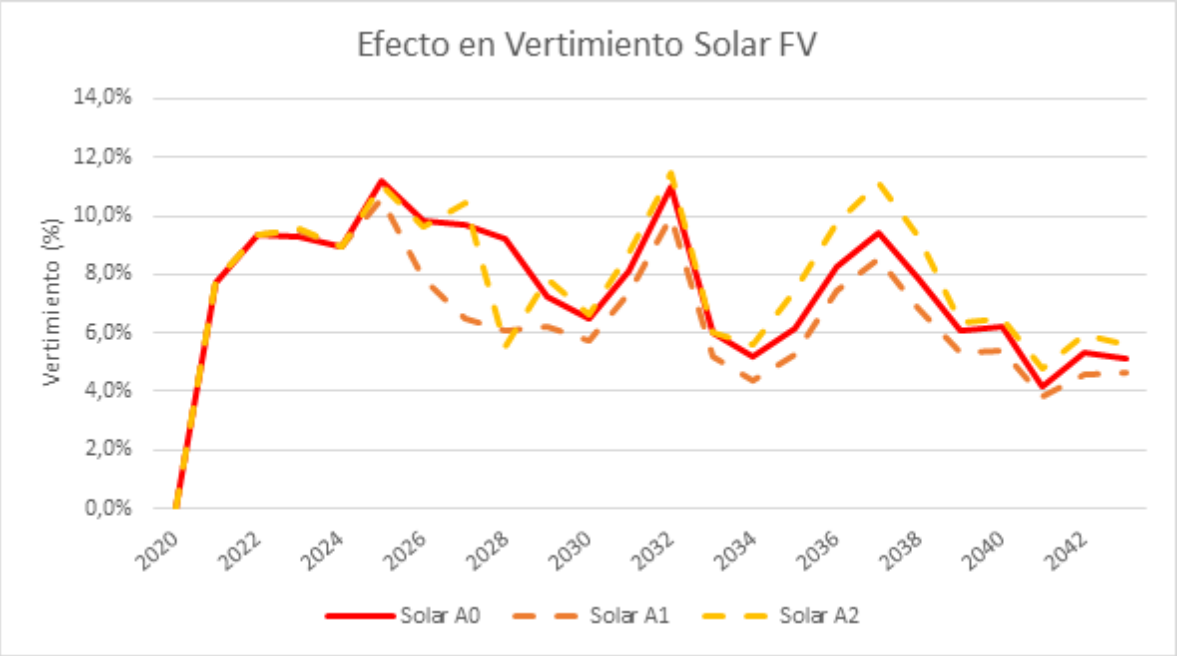


Figura 6-8. Efecto en el vertimiento Solar FV de las iniciativas HVDC.

6.1.7 CONGESTIONES EN TRANSMISIÓN

En términos generales, se puede mencionar que no se distingue un efecto muy pronunciado en la disminución de las congestiones en el sistema producto de la incorporación de las iniciativas. Si bien alivian el nivel de congestiones, es principalmente en las líneas de transmisión del entorno directo a la conexión, no viéndose un efecto más global en el sistema.

La **Tabla 6-8** presenta las congestiones de transmisión obtenidas en un escenario base. Lo anterior se complementa con la **Tabla 6-9** que muestra las congestiones de transmisión ante la incorporación del enlace HVDC Nueva Maitencillo – Centella. Adicionalmente, la **Tabla 6-10** presenta las congestiones de transmisión al incorporar el enlace HVDC Parinas – Punta Sierra. Para facilitar su interpretación, se debe considerar que las celdas en verde son aquellos en que se presentan congestiones en menos del 5% de las horas de un respectivo año. Las celdas en amarillo corresponden a aquellas en que presentan congestiones entre 5 y 15% del tiempo, las de color naranjo son aquellos donde se aprecian congestiones entre el 15 y 20% del tiempo y finalmente los de color rojo los que presentan restricciones superiores al 20% del tiempo.

Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AnaMaria220->Encuentro220					0.03%	0.11%	0.17%	0.10%	1.01%	6.20%	6.32%	5.95%	8.74%	10.90%	10.64%	11.44%	13.87%	15.11%	26.46%	35.40%	34.07%	34.80%	40.48%	56.77%
AnaMaria220->MariaElena220				0.02%																				
Andes220->Likanantai220																	0.57%	0.57%	0.51%	0.52%	6.11%	6.79%	10.54%	19.66%
Andes220->NuevaZaldivar220		0.52%	0.02%	0.03%																				
Cardones220->SanAndres220		0.73%	1.32%	0.22%													0.02%	0.06%	0.13%	0.24%	0.18%	0.10%	0.10%	0.78%
Cumbre500->Cumbre220		0.01%	0.17%	0.02%																				
Cumbre500->LosChangos500	0.22%	0.16%	0.19%																					
Cumbre500->Parinas500				0.54%	0.34%	0.37%	0.42%	0.16%	0.02%							0.00%	0.03%	0.01%	0.05%	0.08%	0.01%	0.03%	0.10%	
DonGoyo220->PAzucar220	0.39%	0.21%	0.01%																					
DonHector220->Maitencillo220	0.08%																							
Illapa220->Cumbre220				0.90%	0.61%	0.41%	0.59%	0.69%	0.34%	0.03%	0.02%	0.08%	0.03%	0.20%	0.18%	0.25%	0.19%	0.52%	0.93%	1.83%	2.40%	2.53%	3.61%	9.88%
Kimal500->Kimal220				0.05%																				
LaCebada220->DonGoyo220		0.01%																						
Likanantai220->NuevaZaldivar220					0.16%	0.72%	0.64%	0.40%	2.32%	4.70%	2.78%	5.12%	6.05%	8.56%	19.66%	20.21%	27.44%	28.99%	34.80%	43.76%	57.33%	58.07%	61.64%	52.34%
LosChangos500->LosChangos220	12.09%																							
MariaElena220->Kimal220		26.76%	16.04%	10.15%	4.76%																			
NvaCardones500->NvaCardones220		1.14%																						
NvaMaitencillo220->Maitencillo220		0.89%																						
NvaMaitencillo500->NvaCardones500			0.01%	0.05%	0.16%	0.16%	0.11%	0.17%	0.14%	0.01%													0.03%	
NvaMaitencillo500->NvaMaitencillo220	32.03%	0.29%	0.01%	0.02%	0.97%	5.47%	4.77%	5.63%	4.80%	2.39%	1.94%	2.17%	1.78%	1.81%	0.73%	0.98%	1.06%	1.06%	0.52%	0.55%	0.97%	0.98%	1.06%	0.37%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500		0.15%	2.25%	4.49%	1.26%	0.82%	1.47%	1.63%	0.76%	0.27%	0.32%	0.38%	0.33%	0.61%	1.44%	1.58%	2.72%	3.81%	2.91%	3.25%	5.24%	5.75%	7.11%	7.46%
PAzucar220->PuntaColorada220		0.09%			0.66%	0.67%	0.90%	1.37%	0.73%	0.56%	0.53%	0.72%	0.98%	1.73%	2.27%	2.79%	2.83%	4.17%	2.93%	4.55%	6.71%	6.87%	7.95%	14.93%
Polpaico500->NvaPAzucar500		4.03%	16.56%	10.09%	17.31%	18.94%	20.30%	22.26%	20.13%	3.53%	2.54%	3.07%	4.00%	5.04%	5.80%	6.10%	7.38%	6.41%	7.92%	10.53%	11.55%	11.54%	11.93%	7.09%
PuntaColorada220->DonHector220		1.02%	0.96%	1.05%	0.87%	0.40%	0.61%	0.75%	0.96%	0.06%	0.07%	0.08%	0.10%	0.17%	0.09%	0.20%	0.44%	0.33%	0.52%	1.08%	1.08%	0.88%	1.07%	1.27%
SanAndres220->CarreraPinto220		0.01%	0.10%	0.09%														0.03%	0.10%	0.02%	0.03%		0.01%	0.03%
Parinas500->Parinas220															0.26%	0.47%	1.64%	3.32%	4.12%	4.41%	4.21%	4.70%	5.16%	2.83%
Parinas500->LosChangos500																			0.01%	0.01%			0.01%	
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500																		0.03%		0.03%	0.07%	0.06%	0.16%	0.11%

Tabla 6-8. Congestiones de Transmisión en Escenario Base.

Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AnaMaria220->Encuentro220					0.03%	0.09%	0.29%	0.24%	1.35%	5.54%	5.38%	5.47%	7.94%	10.17%	9.99%	10.71%	13.06%	14.36%	25.59%	34.76%	33.45%	34.10%	39.71%	56.41%
AnaMaria220->MariaElena220				0.02%																				
Andes220->Likanantai220																	0.83%	0.92%	0.84%	1.05%	8.31%	8.85%	12.92%	22.30%
Andes220->NuevaZaldivar220		0.52%	0.02%	0.03%																				
Cardones220->SanAndres220		0.73%	1.23%	0.19%								0.03%	0.02%	0.04%	0.05%	0.08%	0.12%	0.35%	0.89%	0.88%	0.85%	1.22%	1.54%	5.75%
Cumbre500->Cumbre220		0.01%	0.17%	0.01%																				
Cumbre500->LosChangos500	0.22%	0.16%	0.19%																					
Cumbre500->Parinas500				0.54%	0.34%	0.46%	0.54%	0.22%	0.09%							0.00%	0.03%	0.01%	0.05%	0.08%	0.01%	0.03%	0.10%	
DonGoyo220->PAzucar220	0.39%	0.21%	0.01%																					
DonHector220->Maitencillo220	0.08%																							
Illapa220->Cumbre220				1.13%	0.73%	0.43%	0.12%	0.22%	0.04%		0.02%	0.03%		0.09%	0.12%	0.05%	0.09%	0.28%	0.65%	1.30%	1.77%	1.94%	2.76%	9.12%
Kimal500->Kimal220				0.05%																				
LaCebada220->DonGoyo220		0.01%																						
Likanantai220->NuevaZaldivar220					0.16%	0.72%	0.67%	0.42%	2.42%	4.19%	2.60%	4.65%	5.45%	7.75%	17.71%	18.03%	25.42%	26.92%	32.97%	41.15%	54.48%	54.96%	58.62%	49.38%
LosChangos500->LosChangos220	12.09%																							
MariaElena220->Kimal220		26.75%	15.75%	9.82%	4.74%																			
NvaCardones500->NvaCardones220		1.14%																						
NvaMaitencillo220->Maitencillo220		0.89%																						
NvaMaitencillo500->NvaCardones500			0.01%	0.05%	0.16%	0.17%	0.27%	0.21%	0.17%	0.02%	0.00%				0.04%	0.01%	0.06%	0.02%	0.05%	0.09%	0.24%	0.25%	0.17%	0.17%
NvaMaitencillo500->NvaMaitencillo220	32.03%	0.29%	0.01%	0.08%	1.18%	2.30%					0.01%										0.03%	0.05%		
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500		0.15%	4.21%	10.09%	1.11%	0.31%	0.13%	0.12%	0.02%	0.17%	0.15%	0.07%	0.14%	0.21%	0.55%	0.69%	1.37%	1.59%	1.41%	1.53%	2.62%	3.16%	3.64%	3.11%
PAzucar220->PuntaColorada220		0.09%																						
Polpaico500->NvaPAzucar500		4.03%	15.08%	4.98%	17.40%	17.37%	15.46%	17.68%	15.14%	1.91%	1.01%	1.78%	3.01%	4.64%	5.27%	5.83%	6.33%	6.09%	6.07%	9.14%	11.06%	10.22%	10.97%	9.12%
PuntaColorada220->DonHector220		1.01%	0.98%	0.92%	0.21%																			
SanAndres220->CarreraPinto220		0.01%	0.10%	0.08%				0.03%			0.02%					0.02%	0.02%	0.06%	0.22%	0.14%	0.13%	0.09%	0.01%	0.56%
Parinas500->Parinas220															0.33%	0.56%	1.90%	3.63%	4.48%	5.06%	4.77%	5.30%	6.24%	3.22%
Parinas500->LosChangos500																			0.01%	0.01%			0.01%	
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500																							0.03%	
HVDC_NvaMaitencillo220->HVDC_Centella220						5.97%	19.90%	21.63%	17.42%	3.87%	4.78%	3.79%	3.73%	3.04%	4.89%	6.31%	7.24%	7.76%	6.89%	7.60%	8.60%	7.71%	9.11%	5.47%

Tabla 6-9. Congestiones de Transmisión ante la alternativa 1 – Incorporación de línea HVDC Nueva Maitencillo – Centella.

Etiquetas de fila	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AnaMaria220->Encuentro220					0.03%	0.09%	0.17%	0.07%	1.67%	9.13%	8.54%	8.51%	10.93%	13.02%	13.20%	14.10%	16.17%	17.57%	28.31%	37.28%	36.20%	36.67%	42.18%	57.75%
AnaMaria220->MariaElena220				0.02%																				
Andes220->Likanantai220																	0.17%	0.12%	0.12%	0.18%	4.14%	4.44%	7.43%	17.14%
Andes220->NuevaZaldivar220		0.52%	0.02%	0.03%																				
Cardones220->SanAndres220		0.73%	1.24%	0.19%																				
Cumbre500->Cumbre220		0.01%	0.17%	0.01%																				
Cumbre500->LosChangos500	0.22%	0.16%	0.18%																					
Cumbre500->Parinas500				0.54%	0.34%	0.37%	0.42%	0.16%		0.12%	0.10%	0.15%	0.21%	0.07%	0.94%	1.40%	1.60%	1.17%	1.65%	3.46%	4.38%	3.90%	4.76%	5.48%
DonGoyo220->PAzucar220	0.39%	0.21%	0.01%								0.01%	0.03%	0.01%	0.01%							0.00%	0.00%	0.02%	
DonHector220->Maitencillo220	0.08%																							
Illapa220->Cumbre220				1.13%	0.73%	0.42%	0.58%	1.00%	0.11%	1.34%	1.34%	1.27%	2.41%	3.04%	2.64%	2.65%	2.71%	3.98%	5.08%	7.04%	8.03%	7.70%	9.41%	16.59%
Kimal500->Kimal220				0.05%					0.01%															
LaCebada220->DonGoyo220		0.01%								0.33%	0.20%	0.13%	0.49%	0.23%	0.54%	0.67%	0.60%	0.57%	0.71%	1.10%	1.53%	1.65%	1.56%	0.64%
Likanantai220->NuevaZaldivar220					0.16%	0.72%	0.64%	0.38%	2.51%	4.52%	2.64%	4.41%	5.49%	7.90%	18.98%	19.42%	27.74%	28.36%	34.99%	45.17%	60.05%	59.67%	64.47%	53.37%
LosChangos500->LosChangos220	12.09%																							
MariaElena220->Kimal220		26.75%	15.75%	9.83%	4.76%																			
NvaCardones500->NvaCardones220		1.14%																						
NvaMaitencillo220->Maitencillo220		0.89%																						
NvaMaitencillo500->NvaCardones500			0.01%	0.05%	0.16%	0.16%	0.11%	0.12%																
NvaMaitencillo500->NvaMaitencillo220	32.03%	0.29%	0.01%	0.08%	1.20%	6.05%	5.31%	5.98%	3.11%	0.38%	0.36%	0.36%	0.22%	0.33%	0.12%	0.03%	0.10%	0.04%	0.04%	0.09%	0.15%	0.22%	0.24%	0.22%
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500		0.15%	4.21%	10.10%	1.11%	0.49%	1.07%	0.05%																
PAzucar220->PuntaColorada220		0.09%																						
Polpaico500->NvaPAzucar500		4.03%	15.04%	4.98%	17.40%	19.21%	20.59%																	
PuntaColorada220->DonHector220		1.02%	0.96%	0.91%	0.21%																			
SanAndres220->CarreraPinto220		0.01%	0.10%	0.08%																				
Parinas500->Parinas220															0.64%	1.13%	3.09%	6.48%	5.41%	5.19%	4.51%	5.63%	5.54%	2.48%
Parinas500->LosChangos500									0.02%								0.01%		0.04%	0.06%	0.01%	0.03%	0.10%	
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500																0.03%		0.08%	0.01%	0.03%	0.28%	0.23%	0.40%	0.15%
NvaPAzucar220->PtaSierra220										3.52%	2.53%	3.68%	5.48%	6.93%	7.96%	8.80%	10.53%	12.58%	14.53%	17.69%	20.99%	20.96%	24.00%	36.64%
PuntaSierra220->LaCebada220										1.03%	0.83%	0.86%	0.83%	1.70%	2.07%	2.18%	3.07%	1.89%	2.81%	4.72%	6.21%	6.21%	7.52%	4.62%
PuntaSierra500->NvaPAzucar500								23.71%	8.26%															
PuntaSierra500->Polpaico500_2									9.27%	11.01%	10.11%	10.37%	11.77%	13.95%	18.48%	21.47%	26.93%	28.29%	31.29%	33.99%	43.34%	44.99%	47.90%	49.03%
PuntaSierra500->PuntaSierra220										0.57%	0.15%	0.36%	0.15%	0.62%	0.54%	0.72%	0.82%	0.64%	0.44%	0.70%	1.28%	1.51%	1.29%	0.51%

Tabla 6-10. Congestiones de Transmisión ante la alternativa 2 – Incorporación de línea HVDC Parinas – Punta Sierra.

6.1.8 COMENTARIOS FINALES

Las alternativas HVDC estudiadas buscan hacer frente a problemas de congestiones en el mediano plazo, antes del ingreso del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre. Sin embargo, se aprecia que su efecto no es lo suficientemente sustantivo en términos económicos como para financiar socialmente su inversión.

Ambos proyectos arriban a la zona Quinta, debido a que se visualizó problemas en la distribución de esa energía si su punto de conexión en la zona centro era equivalente al de la línea ya decretada. Sin embargo, se ve que la configuración AC actual al norte de Polpaico requiere proyectos de transmisión adicionales que encarecen los proyectos, lo cual se ve principalmente acrecentado en la alternativa propuesta por Transelec. Desde este punto de vista, si bien aprovechan infraestructura existente, lo cual economiza el proyecto, a la vez que permite ponerlo en servicio más rápidamente que en el caso de una alternativa "desde cero", se requiere estudiar más en detalle otro punto de conexión que presente menos requerimientos adicionales de adecuación.

A su vez, ante la prospección futura de escenarios energéticos, se hace preciso incorporar en la valorización otros aspectos que no son reflejados en la evaluación por diferencias en el costo de operación, lo que permitiría apreciar de manera más amplia los beneficios de incorporación de nuevas obras de transmisión. Como se ha mencionado anteriormente, otros elementos presentes en el Artículo 87° de la Ley pueden entregar respuesta ante la situación anterior. En un futuro, con escenarios de operación del sistema con un alto porcentaje de generación renovable, los diferenciales de costos de operación entre los escenarios base y con proyecto, no serán la vía para dirimir sobre la introducción de un nuevo proyecto de transmisión como respuesta a necesidades específicas prospectadas en una o más zonas específicas del Sistema Eléctrico Nacional.

6.2 ANÁLISIS ENTORNO S/E KIMAL

6.2.1 ANÁLISIS EXPERIENCIA INTERNACIONAL

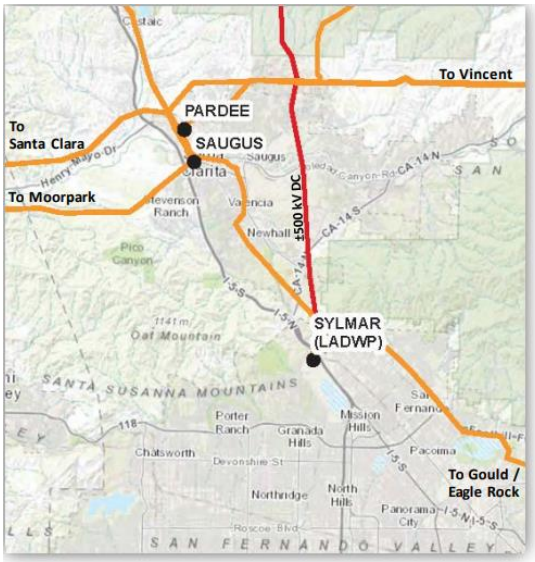
Como parte del análisis para el desarrollo de la zona, se ha realizado una identificación de proyectos de similares características, que permitan adquirir elementos de juicio para la evaluación.

A continuación, se identifican tres proyectos utilizados para estos fines.

6.2.1.1 LÍNEA HVDC PACIFIC INTERTIE (OREGON – CALIFORNIA, USA)

Este proyecto se analiza para comprender la operación de un sistema de Transmisión con múltiples conexiones en 220 kV y niveles de transferencias en torno a los 3.100 MVA. La figura 6-9 y la figura 6-10 muestran respectivamente la ubicación geográfica del HVDC Pacific Intertie y la topología de líneas en 220 kV en las SS/EE aledañas a la S/E Sylmar en California. En este caso, la energía por el enlace HVDC va desde las unidades de generación hidroeléctricas que inyectan en la S/E Celilo, hacia los grandes consumos de Los Ángeles, California, a través de la S/E Sylmar.

Figura 6-9. Ubicación geográfica del HVDC Pacific - Intertie.



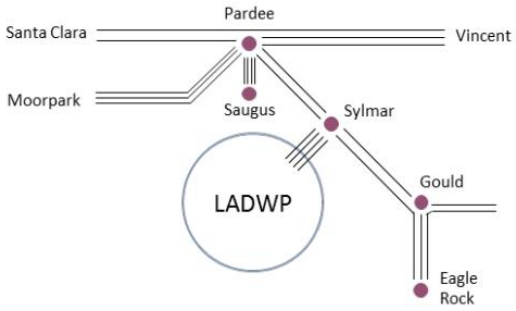


Figura 6-10. Topología de líneas en 220 kV desde S/E Sylmar hacia SS/EE aledañas y hacia la ciudad de Los Ángeles, California.

Adicionalmente, para entender la configuración en 220 kV y las capacidades de sus conductores, se identifican las principales características de ellos, mediante la información disponible[9], presentados en la tabla 6-11.

Tabla 6-11. Características de los conductores asociados a la S/E Sylmar en Los Ángeles, California.

Transmission Line		MVA	
2x220 kV Pardee - Sylmar C1		1.680	
2x220 kV Pardee - Sylmar C2		1.680	
1x220 kV Sylmar - Gould			
1x220 kV Sylmar - Eagle Rock			
2x220 kV Sylmar - Haskell Cyn C1	1xACSR 2.156 kcmil	618	LADWP
2x220 kV Sylmar - Haskell Cyn C2	1xACSR 2.156 kcmil	618	
1x220 kV Sylmar - Northridge	1xACSR 2.312 kcmil	637	
3x220 kV Sylmar - Rinaldi C1	1xSAC 2.500 kcmil	650	
3x220 kV Sylmar - Rinaldi C2	1xACSR 2.057 kcmil	596	
3x220 kV Sylmar - Rinaldi C3	1xACSR 2.312 kcmil	637	
	Total	**3.758**	

6.2.1.2 PROYECTO LONGQUAN (CHINA)

El proyecto Longquan en China concentra en la S/E del mismo nombre, unidades conversoras de 3.000 MVA y líneas de transmisión de ±500 kV. Este proyecto presenta características similares al proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre. La S/E conversora se emplaza en una superficie de 21,6 hectáreas.

[9] http://www.oatioasis.com/LDWP/LDWPdocs/Attachment_11.c.2_Transmission_Miles.xlsx
https://www.waterboards.ca.gov/water_issues/programs/ocean/cwa316/docs/energy_comp/redacted_grr_2012_4.pdf

La distribución de los espacios del sistema conversor HVDC se muestra en la figura 6-11. En ella se aprecia las superficies distribuidas en los 4 patios de la S/E: patio AC, patio DC, filtros y unidades de transformación/conversión.

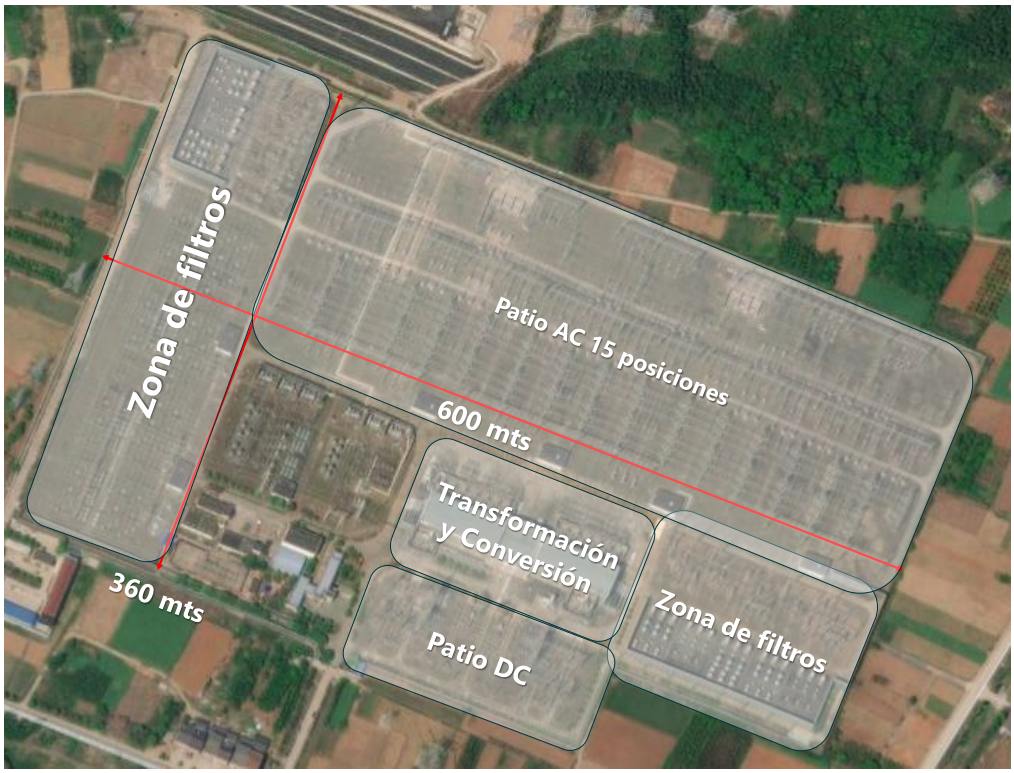


Figura 6-11. Distribución de espacios en S/E Longquan.

6.2.1.3 CONFIGURACIÓN PROYECTO ARARAQUARA (BRASIL)

Este proyecto considera dos bipolos de ±600 kV con una línea de 2.375 km entre las SS/EE Porto Velho (RO) y Araraquara (SP). Tiene una potencia de inyección de 3.150 MW y 2.950 MW de retiro. La S/E Araraquara se emplaza en un terreno de 74 hectáreas (800 x 930 m^2 aproximadamente).

La figura 6-12 muestra la configuración final del proyecto, que ha contemplado dos bipolos en servicio.

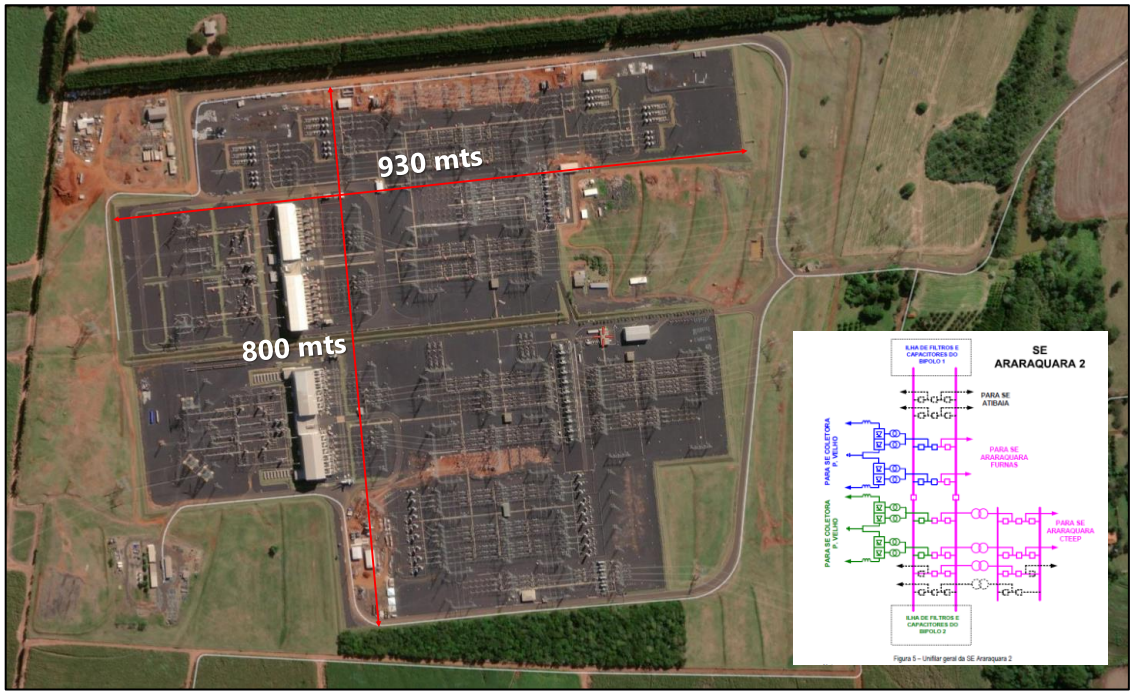


Figura 6-12. Configuración final del proyecto con dos bipolos.

La distribución de los espacios para un bipolo se muestra en la figura 6-13, donde se observa que las superficies están distribuidas en los 4 patios de la subestación: patio aC, patio DC, filtros y transformación/conversión.

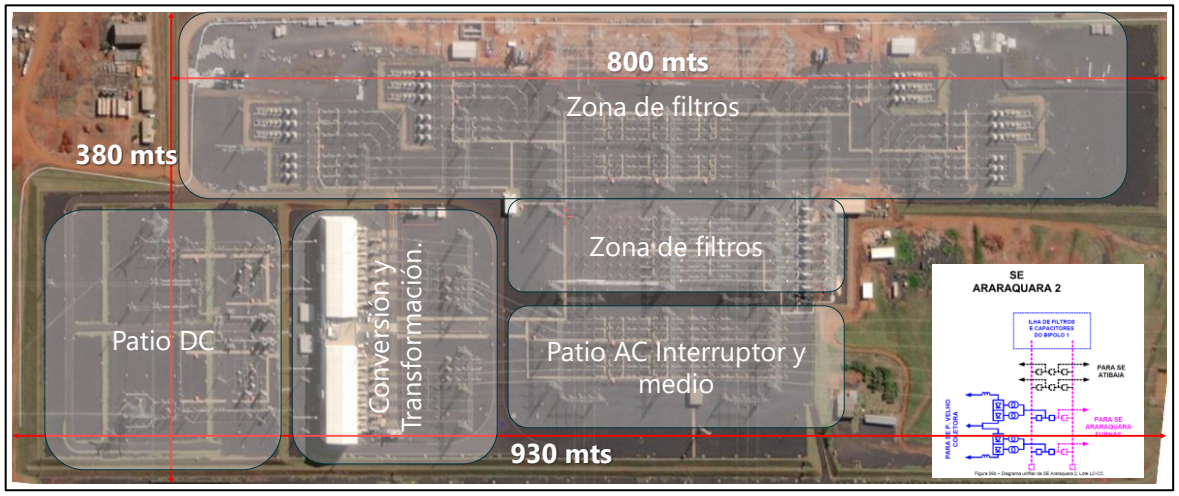


Figura 6-13. Distribución de espacios para un bipolo.

La superficie que requiere un proyecto de estas características es de 35 hectáreas aproximadamente.

6.2.2 CONFIGURACIÓN ACUAL S/E KIMAL

6.2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE LA ACTUAL S/E KIMAL

La S/E Kimal se encuentra en un terreno de aproximadamente 30 hectáreas, como se observa en la figura 6-14. En esta superficie alberga los patios de 220 kV, 500 kV y transformación, manteniendo espacios disponibles para el crecimiento de ella hacia el oriente y poniente.

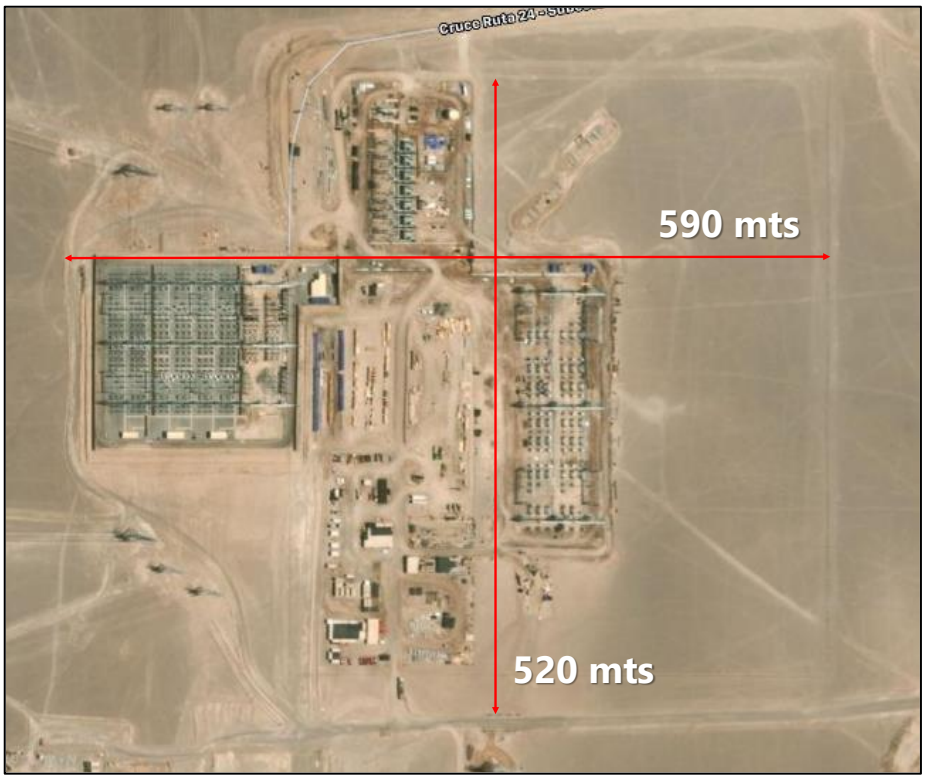


Figura 6-14. Vista aérea de la S/E Kimal.

A partir del análisis de los casos indicados en las secciones precedentes, es posible indicar que el espacio requerido para la Nueva S/E Kimal (4 nuevos patios) es del orden de 30 hectáreas (800 x 380 mts. aprox.).

En conclusión, es posible indicar que el estado actual de la S/E Kimal es el siguiente:

- No permite incorporación de la Nueva S/E Kimal en el terreno actual.
- Requiere ampliación del patio de 220 kV – 2 Nuevas diagonales para su conexión con la Nueva S/E Kimal.
- Requiere construcción de 2 líneas de doble circuito 2 x 220 kV – 1.000 MVA/cto hacia la Nueva S/E Kimal.
- Con esta configuración se logra N-1 en conexión a Nueva S/E Kimal.
- Para efectos de otorgar mejoras en los niveles de confiabilidad para la inyección de energía a la conversora, requiere una nueva S/E y reconfiguración de líneas existentes.

6.2.2.2 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS EN ACTUAL S/E KIMAL

Para efectos de conocer la situación de las transferencias en la zona donde se encuentra la S/E Kimal, se realiza un análisis en DIgSILENT PF que considera el estado proyectado del sistema para el año 2022 y los flujos proyectados de todos los tramos de transmisión en la S/E, a partir de las simulaciones de coordinación hidrotérmica de largo plazo.

En la figura 6-15 se muestra un diagrama con los tramos en S/E Kimal, junto con flujos ejemplos de un escenario de operación al año 2022.

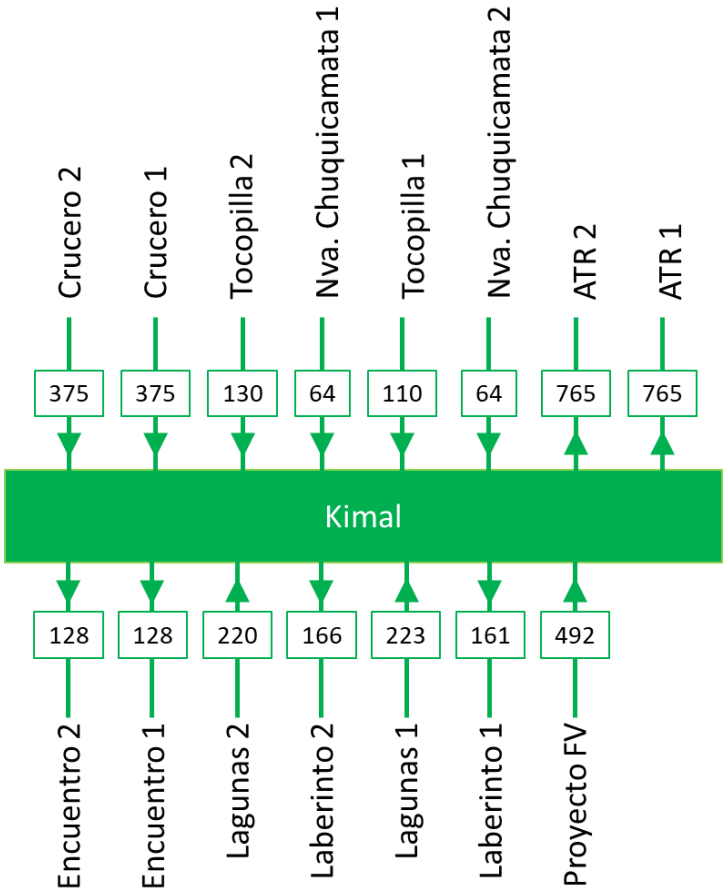


Figura 6-15. Vista aérea de la S/E Kimal.

La figura 6-16 muestra los flujos esperados del sistema de transmisión aledaño a la S/E Kimal, en distintos escenarios hidrológicos y contemplando las previsiones de demanda del Coordinador. Se puede observar que a partir de la entrada en servicio del proyecto HVDC, se observa el aumento en los flujos del corredor Encuentro – Kimal, principalmente en dirección norte a sur hacia S/E Kimal.

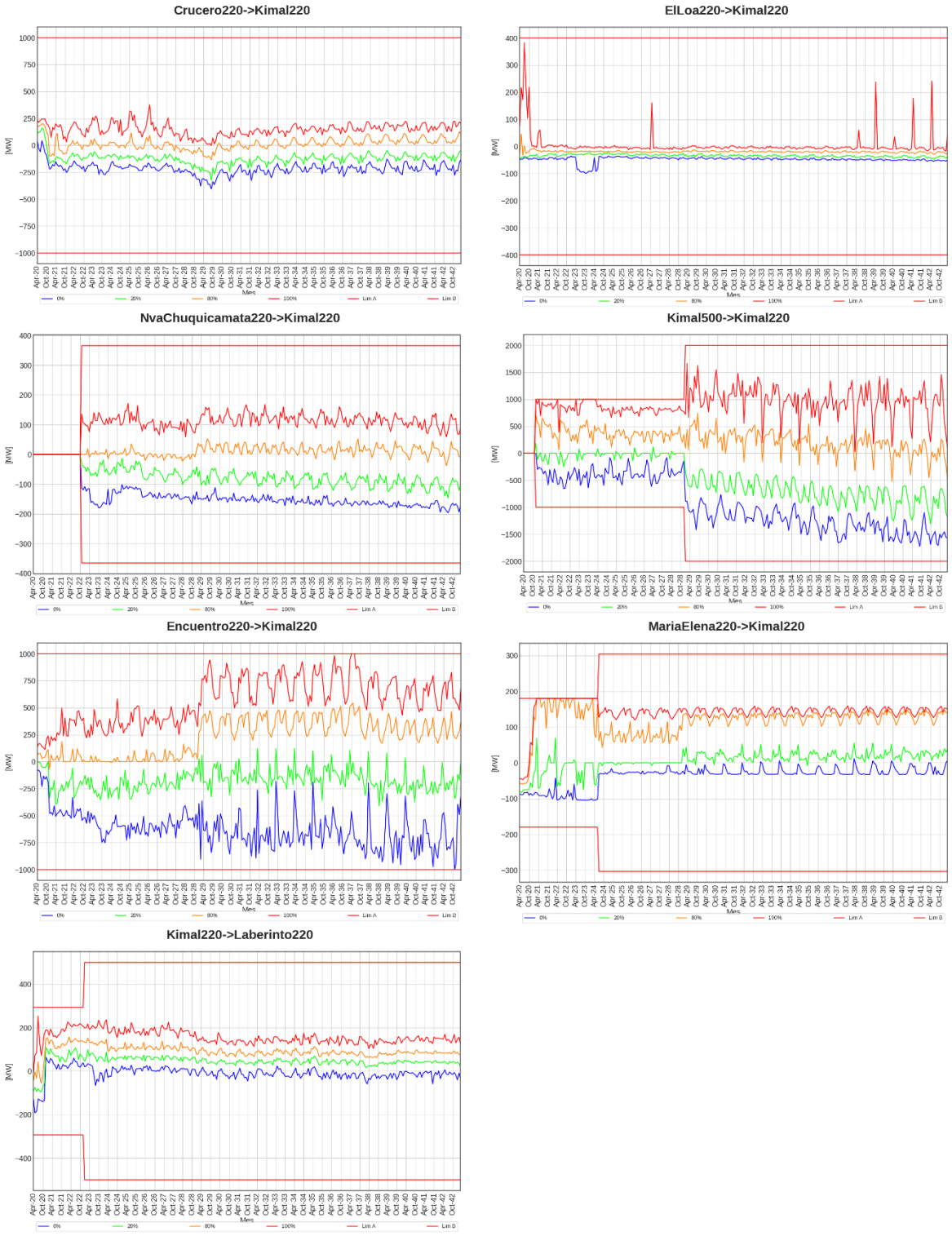


Figura 6-16. Flujos esperados en el sistema de transmisión en la zona de S/E Kimal.

6.2.3 PROPUESTA CONCEPTUAL DE DESARROLLO

En la presente propuesta de expansión de los sistemas de transmisión, se ha incluido el requerimiento de ampliación en dos nuevas diagonales de la actual S/E Kimal, para permitir la conexión efectiva con la Nueva S/E Kimal.

Para efectos de brindar mayor confiabilidad, evitar sobrecargas en las barras de la S/E Kimal existente y tramos de línea que confluyen a esta S/E, se propone que la Nueva S/E Kimal cuente con al menos dos diagonales disponibles para la reconexión de proyectos y/o conexión de proyectos de generación. En este sentido, la visión conceptual de ambas subestaciones tiene la topología referencial mostrada en la figura 6-17.

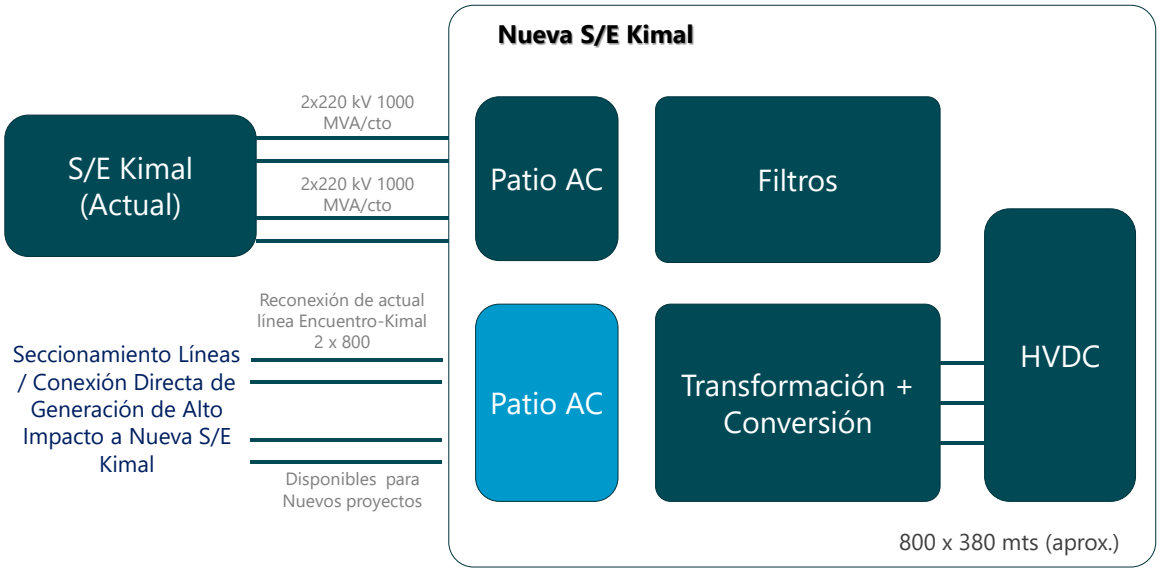


Figura 6-17. Topología referencial de las SS/EE Kimal y Nueva Kimal.

No obstante lo anterior, es importante mencionar que existe incertidumbre sobre uno de los proyectos que se conectan a la S/E Kimal, cuya definición genera nuevos escenarios de análisis. Dado lo anterior, el estudio preliminar realizado en la presente sección será elaborado con nueva información y mayores detalles en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, con el propósito de proponer la topología final de la zona y la posible reestructuración de circuitos existentes.

6.3 ANÁLISIS DE NORMALIZACIÓN DE TAP OFF EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

De lo establecido en la NTSyCS en el punto 3-3 donde se indican las exigencias generales para instalaciones que se conectan al Sistema de transmisión, se establece *"…j) No se aceptarán instalaciones conectadas en derivación en líneas de los sistemas de transmisión de servicio público."*.

Adicionalmente la norma indica en su Anexo "Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de Transmisión", en el artículo 43 *"Las subestaciones deberán tener una configuración de barra con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas,*

transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas."

Por lo anterior, se analizan las condiciones actuales de diez subestaciones Tap-Off que se conectan en derivación a líneas de transmisión Nacional, además de analizar las instalaciones y el espacio disponible dentro de las instalaciones para poder realizar obras de ampliación que permitan dar cumplimiento a lo indicado en la normativa vigente o bien, considerar la construcción de nuevas subestaciones que permitan normalizar las instalaciones existentes.

6.3.1 SUBESTACIONES ANALIZADAS

6.3.1.1 S/E NUEVA VICTORIA

La S/E Tap-Off Nueva Victoria está ubicada en la Región de Tarapacá, en la comuna de Pozo Almonte en las coordenadas UTM referenciales 430128.51 m E y 7682849.67 m N, 19K. La S/E cuenta con patios de alta tensión en 220, 66 y 23 kV en configuración de barra simple. Actualmente se conecta en derivación del Circuito N°1 de la línea de Transmisión Nacional Lagunas – Crucero 220 kV.

Analizando el espacio disponible para la normalización de las instalaciones existentes, la S/E no cuenta con espacio disponible al interior del predio demarcado por el muro perimetral; sin embargo, cuenta con espacio suficiente en alrededores, en caso de ser necesario el crecimiento de la S/E para la implementación de nuevos paños de conexión, para el seccionamiento de la línea 1x220 kV lagunas – Crucero, y la extensión y/o reconfiguración de la barra de 220 kV. Como alternativa, bien puede emplazarse, por el espacio disponible, una nueva S/E Seccionadora de la línea 1x220 kV lagunas – Crucero, o un nuevo patio de 220 kV, que cuente con espacio disponible para la normalización del Tap-Off existente, evitando así problemas de intervención de instalaciones existentes.

Eventualmente, y para evitar interferencias con los patios y líneas de 66 y 23 kV, el crecimiento o expansión de la S/E debiese plantearse hacia el "Norte", siguiendo con la dirección del patio de 220 kV, para la ampliación de la barra y/o habilitación de nuevas posiciones.

La figura 6-18 y la figura 6-19 muestran la ubicación geográfica de la S/E, y la conexión en derivación de la línea Lagunas – Crucero 220 kV.

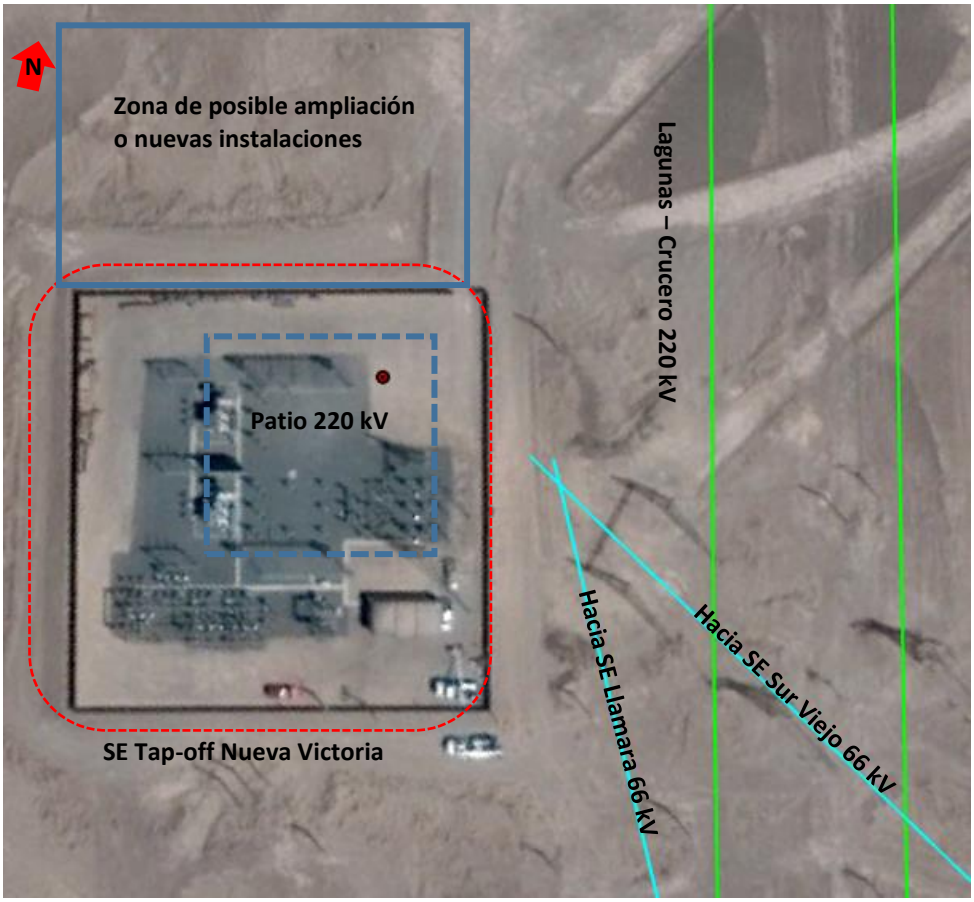


Figura 6-18. Ubicación geográfica de S/E Tap Off Nueva Victoria.

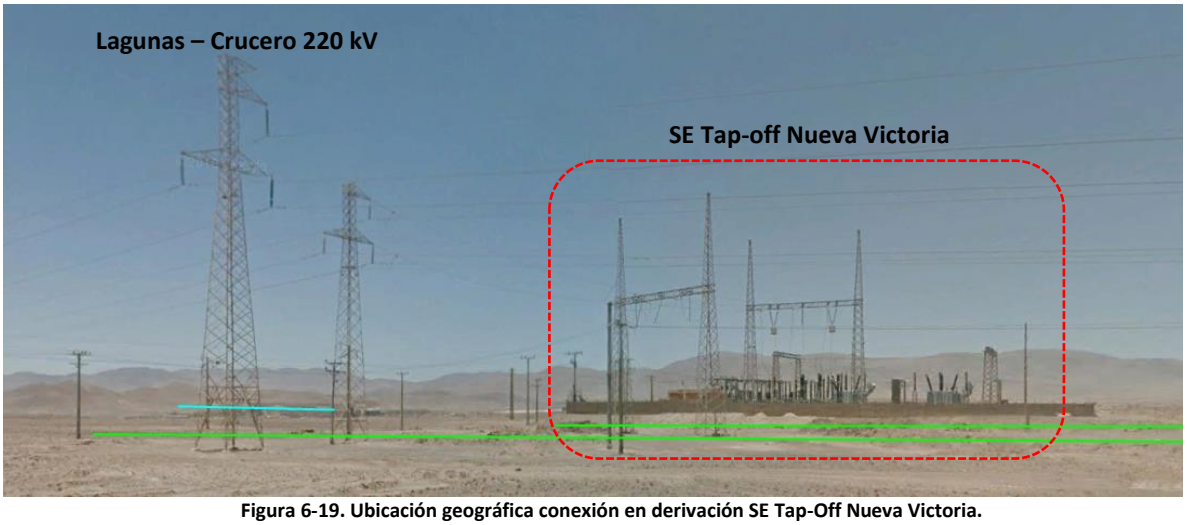


Figura 6-19. Ubicación geográfica conexión en derivación SE Tap-Off Nueva Victoria.

6.3.1.2 S/E DOÑA CARMEN

La S/E Doña Carmen 220 kV, está ubicada en la Región de Valparaíso, en la comuna de La Ligua en las coordenadas UTM referenciales 288114.16 m E y 6404266.09 m N, 19H. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de barra simple, con una posición para el paño de transformación y una posición para la acometida de la línea en donde actualmente la S/E se conecta en derivación, correspondiente al circuito N°1 de la línea de Transmisión Nacional Nogales – Los Vilos 220 kV.

La figura 6-20 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

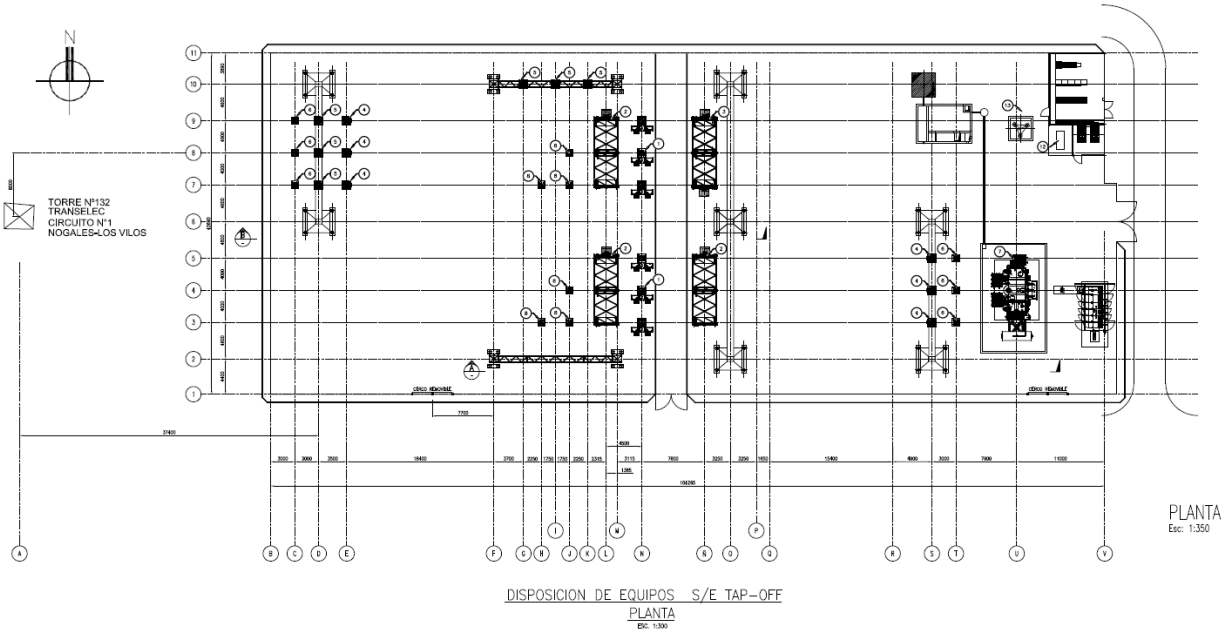


Figura 6-20. Disposición de equipos – Planta SE Doña Carmen.

La S/E no cuenta con plataforma construida para posiciones futuras y se encuentra al interior de las dependencias del parque Solar Doña Carmen. El espacio disponible para un eventual crecimiento de la S/E, producto de la normalización de esta, es hacia el "norte", donde se tendría que extender la barra de 220 kV, para habilitar nuevas posiciones para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nogales – Los Vilos. La problemática que se presenta al sur es con interferencias con un bloque de paneles solares que conforman el parque solar.

Bien se puede analizar el espacio disponible en plataforma para la instalación de una nueva barra de 220 kV, para dar cumplimiento a la normativa en cuanto a la redundancia de barras, de modo que la S/E quede en configuración de barra principal más barra de transferencia, y además de extender la actual barra de 220 kV para nuevas posiciones para el seccionamiento de la línea.

La figura 6-21 y la figura 6-22 muestra la ubicación geográfica de la S/E, y la conexión en derivación de la línea Nogales – Los Vilos 220 kV, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

Figura 6-21. Ubicación geográfica de S/E Doña Carmen.

Figura 6-22. Disposición de equipos – Planta General Parque Solar Doña Carmen.

6.3.1.3 S/E TAP OFF EL LLANO

La S/E Tap-Off El Llano 220 kV, está Ubicada en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de Colina en las coordenadas UTM referenciales 354069,99 m E y 6337175,01 m N, 19H a 2.000 metros de altura. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de barra simple, con una posición para la acometida y salida del circuito N°1 de la línea de Transmisión Nacional Los Maquis – Polpaico 220 kV, y una posición para la línea hacia S/E SAG Andina.

La figura 6-23 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

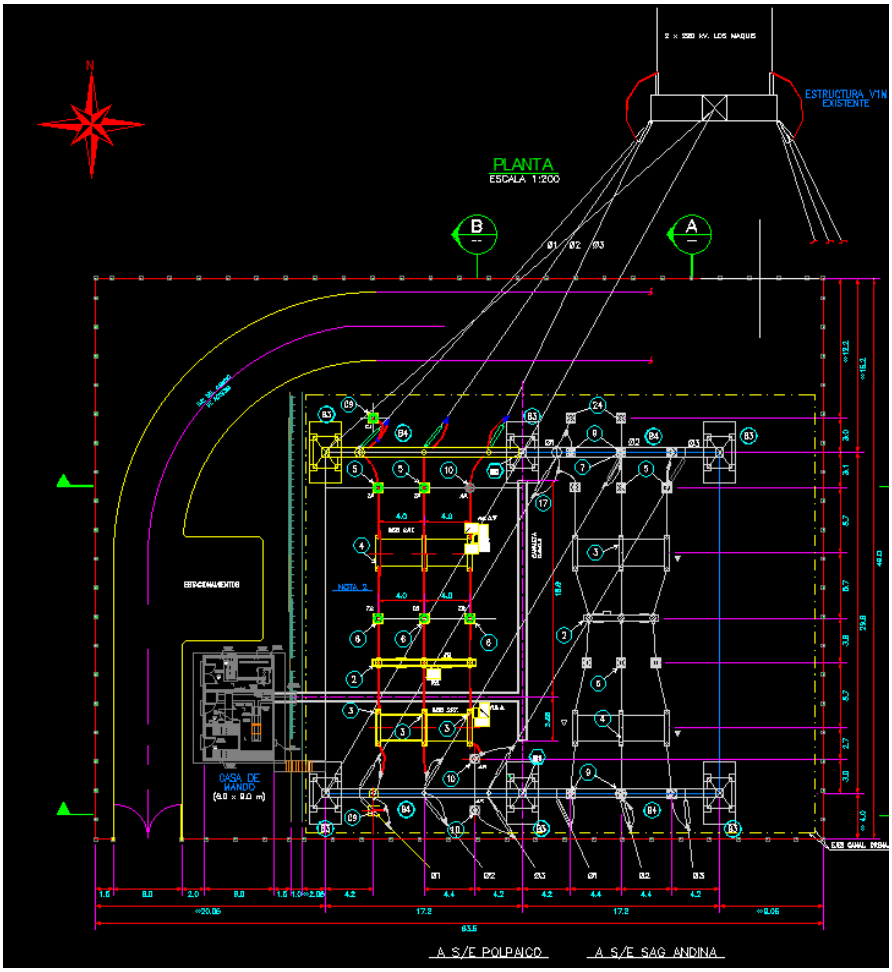


Figura 6-23. Disposición de equipos – Planta S/E Tap-Off El Llano.

La S/E no cuenta con espacio suficiente al interior del predio delimitado por el muro perimetral para un eventual crecimiento para ampliación y/o normalización de la barra de 220 kV, y la implementación nuevas instalaciones para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Los Maquis – Polpaico.

La S/E, sin embargo, cuenta con espacio suficiente en los alrededores para poder crecer, con la limitante de su ubicación geográfica. Al estar en un cerro con variación de terreno y desniveles, la extensión de la plataforma puede significar complicaciones en terreno. Sin embargo, el crecimiento debiese realizarse hacia el lado “Este” u “Oeste”, con la limitación de la interferencia con la caseta de control, para poder seguir con el alineamiento de la llegada de la línea a seccionar.

Bien podría emplazarse como alternativa en el espacio disponible, una nueva S/E Seccionadora de la línea 2x220 kV Los Maquis – Polpaico, y la normalización de la conexión en derivación del Tap-Off existente, dado que, por la configuración de la S/E, no resulta posible una normalización simple del tap, para el seccionamiento de la línea existente sin que esto conlleve a una reconfiguración completa de la S/E o a una mayor intervención de instalaciones existentes.

La figura 6-24 muestra la ubicación geográfica de la S/E, y la conexión del circuito N°1 de la línea Los Maquis – Polpaico 220 kV, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

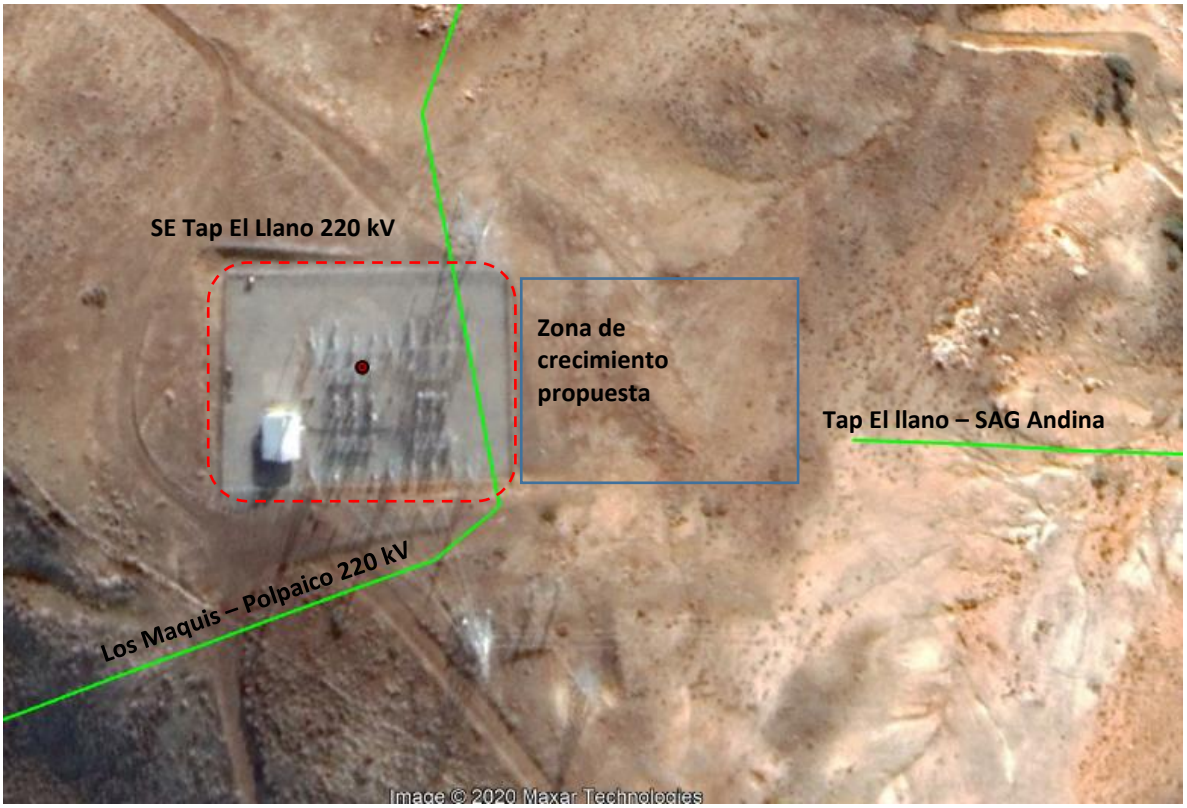


Figura 6-24. Ubicación geográfica de S/E Tap-Off El Llano.

6.3.1.4 S/E CHICUREO

La S/E Chicureo 220/23 kV está Ubicada en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de Colina en las coordenadas UTM referenciales 346055.85 m E y 6315373.76 m N, 19H.

La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de doble barra seccionada, con una posición en cada barra para cada circuito de la línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Chicureo – Tap Chicureo, una posición para el paño de transformación y una posición para el paño seccionador de barras.

La S/E se conecta en derivación con la línea 2x220 kV Polpaico – El Salto, desde el Tap-Off Chicureo.

La figura 6-25 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

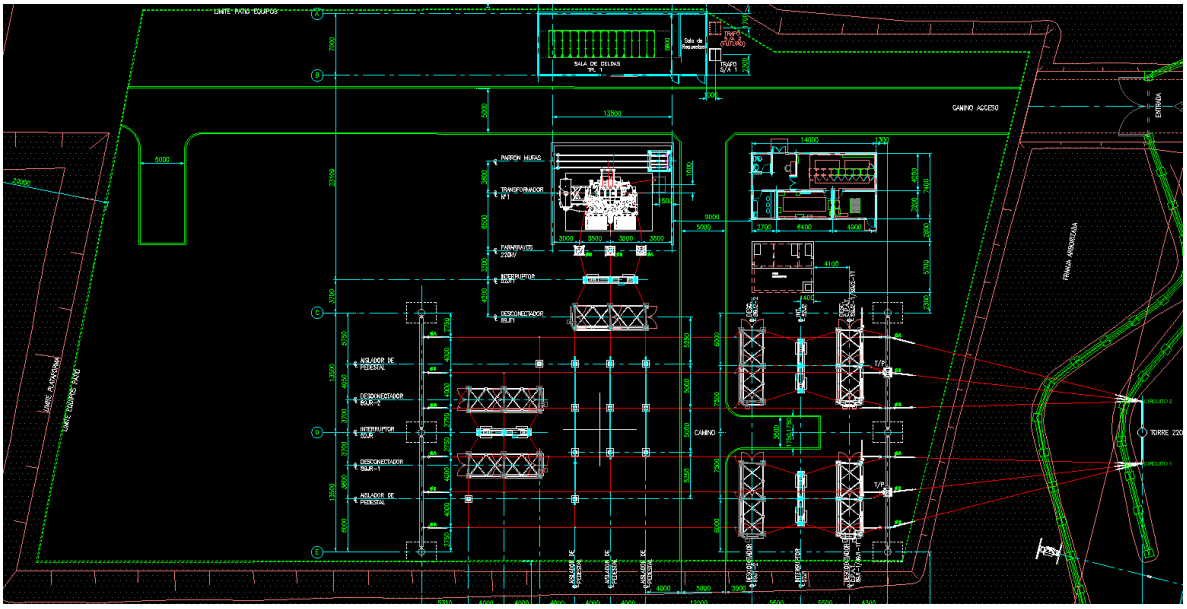


Figura 6-25. Disposición de equipos – Planta S/E Chicureo.

La S/E cuenta con plataforma extendida con espacio para al menos dos (2) posiciones futuras. Adicionalmente, el predio delimitado por el muro perimetral de la S/E, cuenta con espacio suficiente para el crecimiento de la S/E, en caso de ser necesario, para la normalización de las barras de 220 kV, y la habilitación de nuevas instalaciones para el seccionamiento 2x220 kV Polpaico – El Salto.

Sin embargo, la ubicación actual de los paños de conexión de las líneas dificulta ampliar la S/E de manera de se permita seccionar la línea 2x220 kV Polpaico – El Salto, en una configuración de doble barra, o interruptor y medio, adicionalmente, para realizar el seccionamiento de la línea en cuestión, se debería considerar una nueva línea de doble circuito desde el seccionamiento hacia la S/E Chicureo, lo que dificulta la realización del proyecto.

La figura 6-26 muestra la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

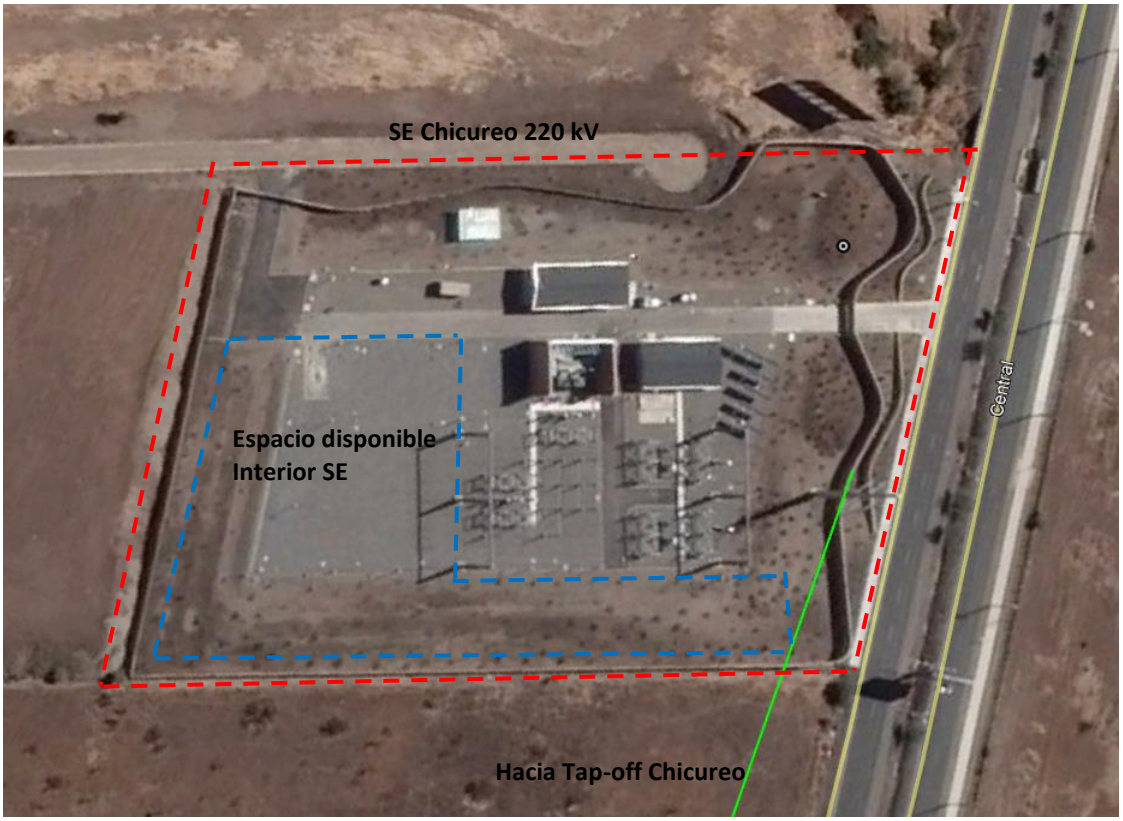


Figura 6-26. Ubicación geográfica de S/E Chicureo.

La figura 6-27 y la figura 6-28, muestran la ubicación geográfica de la SE Chicureo referenciada con el Tap-Off Chicureo, en donde se conecta en derivación con la línea de transmisión Nacional 2x220 kV Polpaico – El Salto, y donde se propone el seccionamiento de la línea.

Figura 6-27. Ubicación geográfica de S/E Chicureo – Tap off Chicureo.

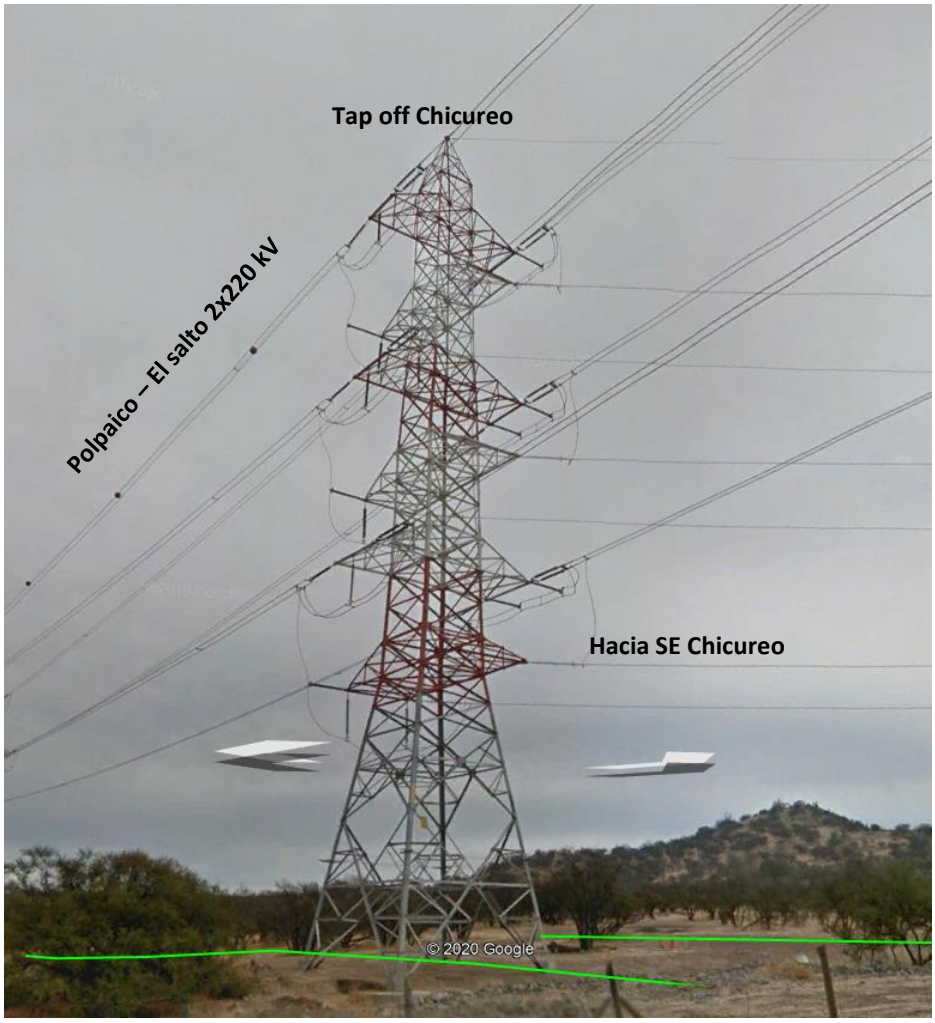


Figura 6-28. Ubicación geográfica conexión en derivación Tap Chicureo – SE Chicureo.

6.3.1.5 S/E EL MANZANO

La S/E El Manzano 220/23 kV está Ubicada en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de Til Til en las coordenadas UTM referenciales 332830.22 m E y 6329663.53 m N, 19H.

La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de doble barra seccionada, con un paño de conexión para cada circuito de la línea 2x220 kV Polpaico – El Salto, de la que se conecta en derivación, y cuatro paños de transformación.

La figura 6-29 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

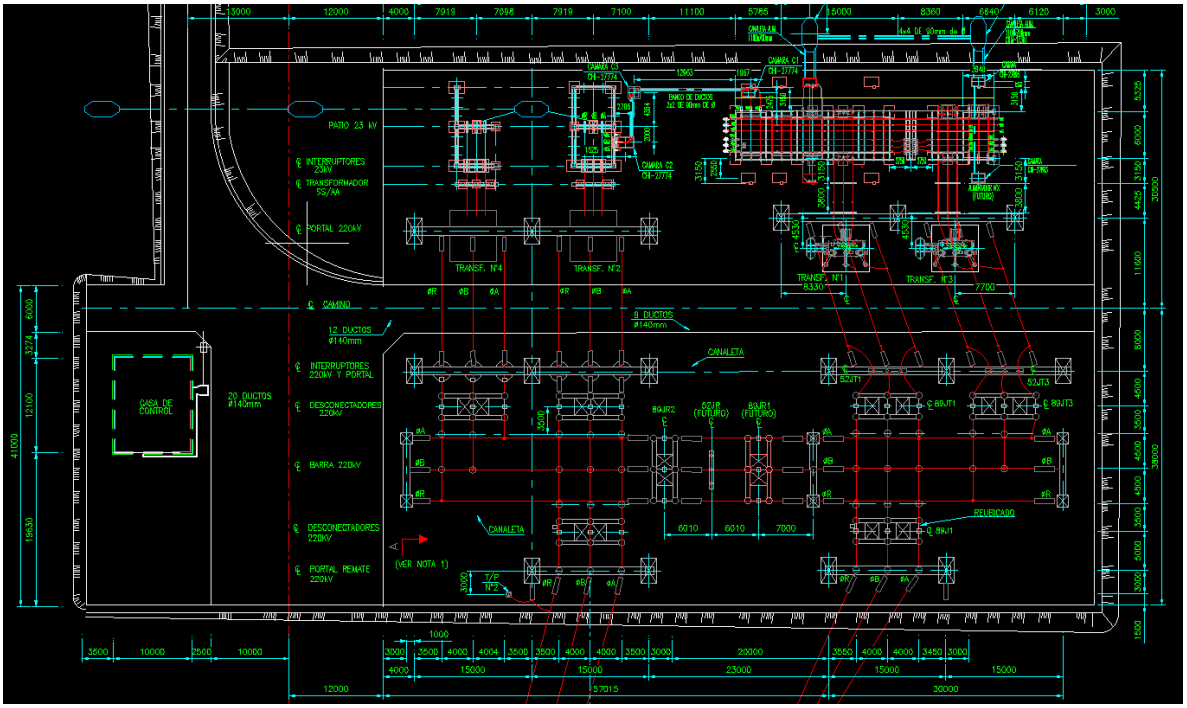


Figura 6-29. Disposición de equipos – Planta SE El Manzano.

La S/E no cuenta con plataforma extendida para posiciones futuras, no obstante, dentro del límite predial de la S/E delimitada por el muro perimetral, se cuenta con espacio para una posible extensión de plataforma y nuevas instalaciones para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Polpaico – El Salto. Sin embargo, modificar la actual topología de las barras de la S/E, para el seccionamiento de la línea de 220 kV dificulta las labores de normalización al interior de las instalaciones existentes.

La figura 6-30 y la figura 6-31 muestran la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente. Se muestra, además, la conexión en derivación a la S/E desde la línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Polpaico – El Salto.

Figura 6-30. Ubicación geográfica de S/E SE El Manzano.

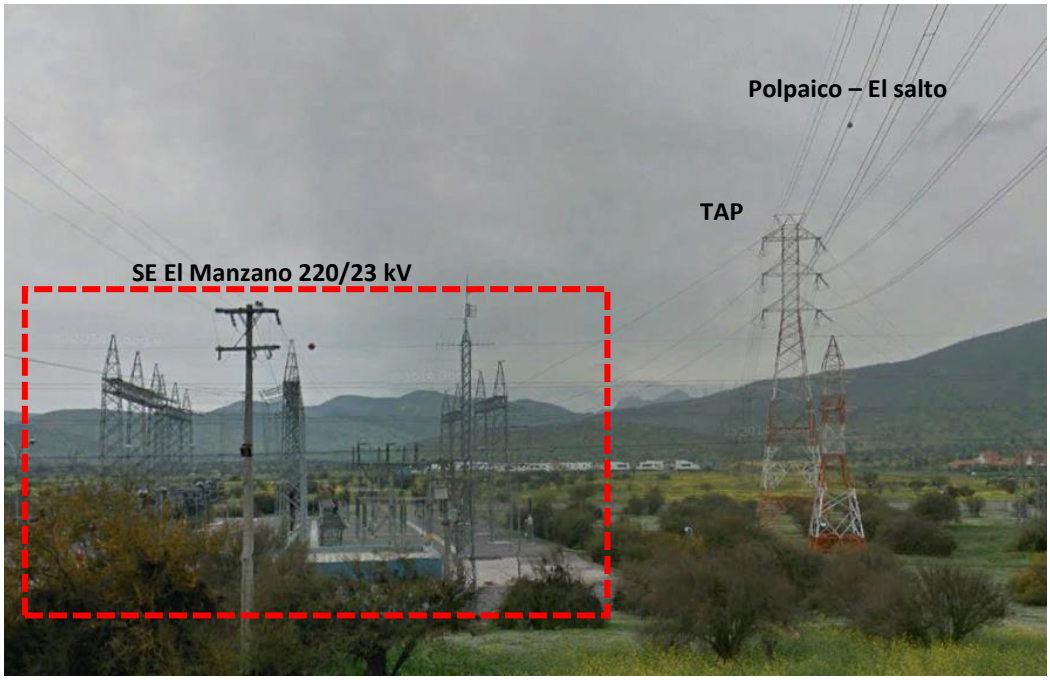


Figura 6-31. Ubicación geográfica conexión en derivación SE El Manzano.

6.3.1.6 S/E TAP SANTA MARTA

La S/E Tap-Off Santa Marta está Ubicada en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de San Bernardo en las coordenadas UTM referenciales 334698.20 m E y 6270556.94 m N, 19H. La S/E Tap-Off cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV con una derivación simple sin barra, con un paño de conexión para la conexión en derivación con el circuito N°1 de la línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Alto Jahuel – Chena, y la salida de la línea hacia S/E Santa Marta.

La figura 6-32 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

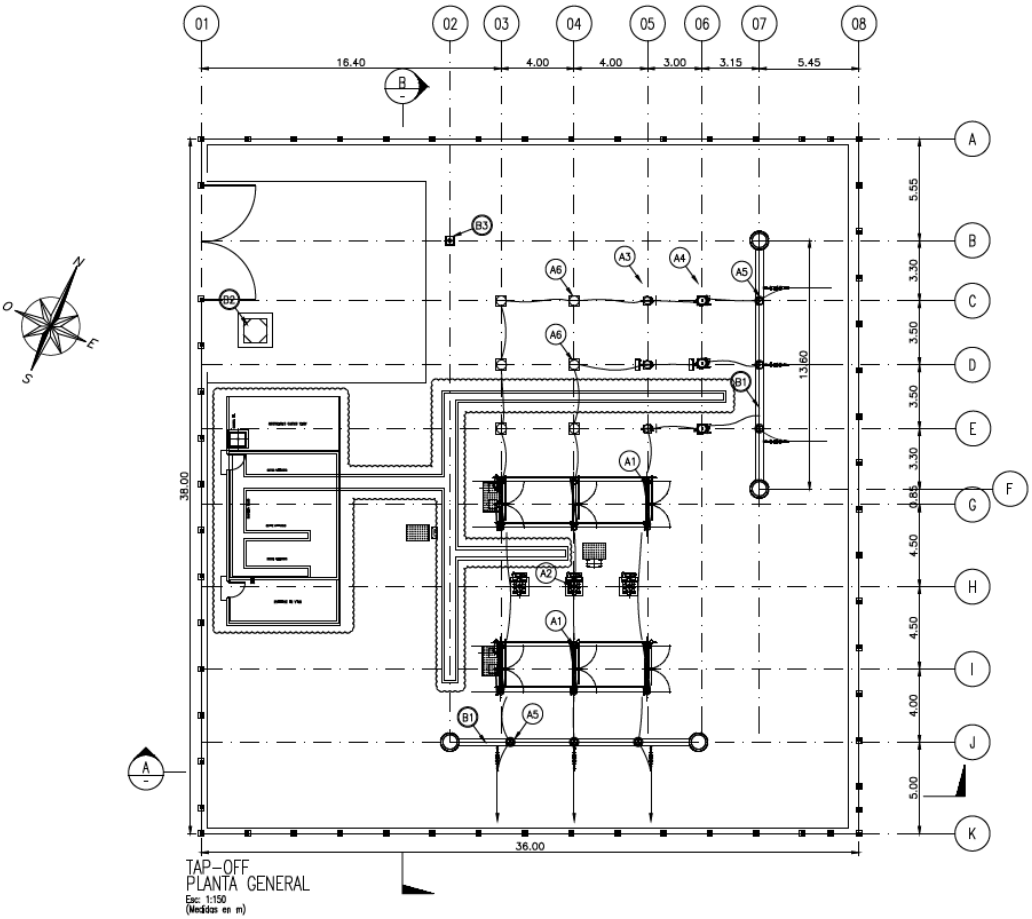


Figura 6-32. Disposición de equipos – Planta S/E Tap-Off Santa Marta.

El predio de la S/E, delimitado por el cerco perimetral, no cuenta con espacio suficiente para extensión de plataforma ni normalización de barra de 220 kV para la habilitación de nuevas posiciones para el seccionamiento de la línea de Trasmisión Nacional 2x220 kV Alto Jahuel – Chena. Sin embargo, no se tienen interferencias en el terreno aledaño al Tap-Off para proyectar el crecimiento de la S/E producto de la normalización de sus instalaciones.

Como alternativa, bien podría emplazarse por el espacio disponible, una nueva S/E Seccionadora de la línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena, y la normalización del Tap-Off existente, dado que, por la

configuración de la S/E, resulta complicado normalizar las instalaciones sobre las condiciones existentes.

La figura 6-33 muestra la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

Figura 6-33. Ubicación geográfica de S/E Tap-Off Santa Marta.

6.3.1.7 S/E LAMPA

La S/E Lampa 220/23 kV está Ubicada en la Región Metropolitana de Santiago, en la comuna de Lampa en las coordenadas UTM referenciales 336393.77 m E y 6311973.75 m N, 19H. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de doble barra seccionada, con un paño de conexión para cada circuito de la línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia de la cual se conecta en derivación, además de tres posiciones de transformación que se conectan a la barra de 220 kV.

Según lo establecido en el DE N° 373/2016, se considera la construcción de la S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV en los alrededores de la actual S/E Tap-Off Lampa, que seccionará la actual línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, además considerará espacios para la normalización del Tap-Off existente en S/E Lampa.

La figura 6-34 muestra el plano de planta de las instalaciones actuales de la S/E.

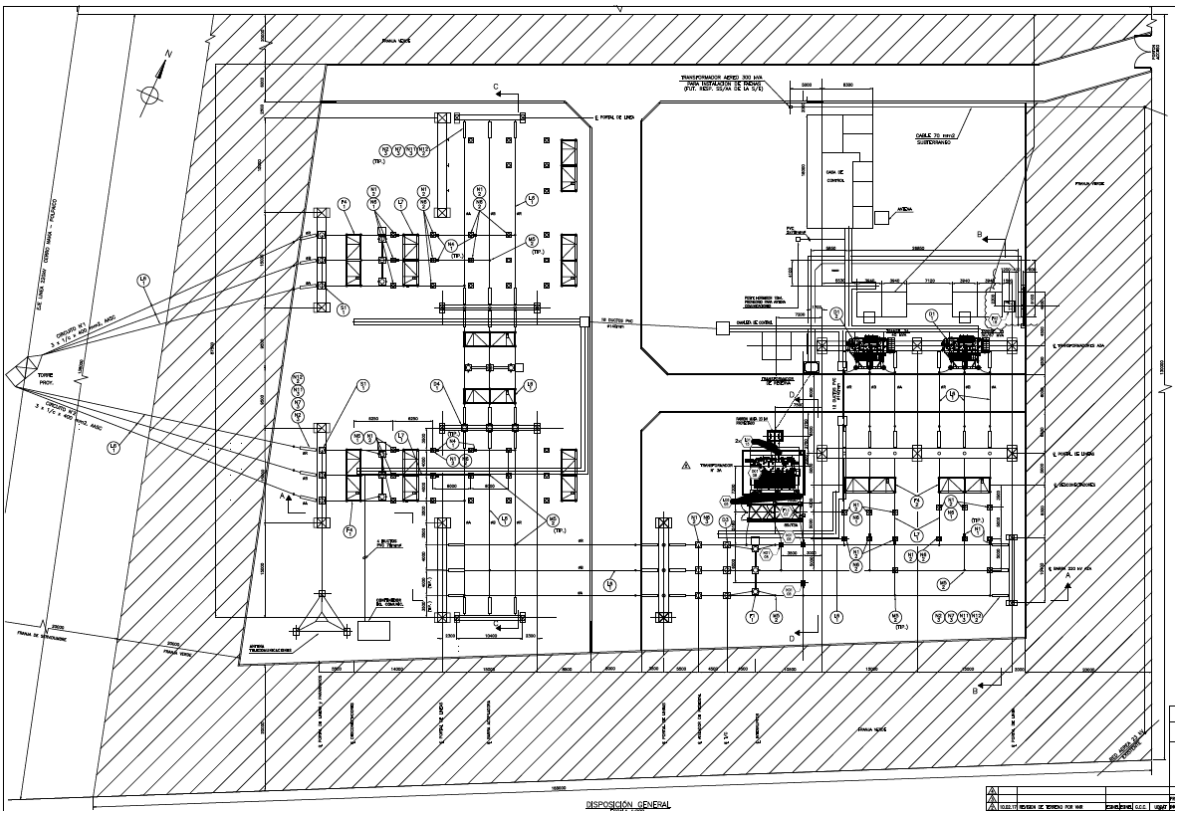


Figura 6-34. Disposición de equipos – Planta SE Lampa.

La S/E cuenta con plataforma extendida para posiciones futuras en el patio de 220 kV, no obstante, dentro del límite predial de la S/E delimitada por el muro perimetral, se cuenta con espacio para nuevas instalaciones que permitan la normalización de la S/E.

Sin embargo, se prevé que la normalización del Tap-Off existente, correspondiente a la actual conexión en derivación con la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, se realice a través de la Nueva S/E Seccionadora Nueva Lampa, como se indica en el decreto mencionado anteriormente.

La figura 6-35 muestra la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente. Se indica adicionalmente la ubicación de la S/E seccionadora Nueva Lampa.

Figura 6-35. Ubicación geográfica de S/E Lampa y SE Nueva Lampa.

6.3.1.8 S/E TAP BUREO

La S/E Tap-Off Bureo 220 kV está Ubicada en la Región Del Biobío, en la comuna de Mulchén en las coordenadas UTM referenciales 740396.72 m E y 5821199.20 m N, 18H. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV, con derivación simple sin barra, con una posición para la conexión en derivación de la Línea de Transmisión Nacional 1x220 kV Duqueco – Temuco, y para la salida de la línea hacia S/E Central parque Eólico Renaico.

La S/E no cuenta con plataforma extendida ni espacio disponible al interior del predio demarcado por el muro perimetral para posiciones futuras, sin embargo, cuenta con espacio suficiente en alrededores, en caso de ser necesario el crecimiento de la S/E para nuevas instalaciones que permitan el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Temuco, y la normalización del tap.

La figura 6-36 muestra la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

Figura 6-36. Ubicación geográfica de S/E Tap-Off Bureo 220 kV.

6.3.1.9 S/E CENTRAL TALINAY ORIENTE

La S/E Talinay Oriente 220 kV está Ubicada en la Región de Coquimbo, en la comuna de Ovalle en las coordenadas UTM referenciales 251043.99 m E y 6582538.01 m N, 19J. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV en configuración de barra simple, con una posición para la conexión en derivación de la Línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Pan de Azúcar – Las Palmas, y una posición para un paño de transformación.

La S/E no cuenta con plataforma extendida ni espacio disponible al interior del predio demarcado por el muro perimetral para posiciones futuras, sin embargo, cuenta con espacio disponible para una eventual instalación de una nueva barra de 220 kV, que permita normalizar el criterio de redundancia de barras que solicita la norma, adicionalmente, cuenta con espacio suficiente en alrededores, en caso de ser necesario el crecimiento de la S/E para la implementación de nuevos paños de conexión o nuevas instalaciones, para el seccionamiento de la línea 2x220 kV Pan de Azúcar – Las Palmas, y la normalización del tap.

Para el eventual crecimiento de la S/E, se recomienda el crecimiento hacia el "Este", para evitar interferencias en terreno y con dirección a las posiciones futuras del patio de 220 kV.

La figura 6-37 y la figura 6-38 muestra la ubicación geográfica de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

Figura 6-37. Ubicación geográfica de S/E Talinay Oriente 220 kV.

Figura 6-38. Ubicación geográfica de S/E Talinay Oriente a Tap off Talinay.

6.3.1.10 S/E LLANQUIHUE

La S/E Llanquihue 220 kV, actualmente en construcción, se ubica está Ubicada en la Región De Los Lagos, en la comuna de Llanquihue en las coordenadas UTM referenciales 666785,07 m E y 5427763,31 m N, 18G. La S/E cuenta con un patio de alta tensión en 220 kV, en modalidad Tap-Off con derivación simple sin barra, con una posición para la conexión en derivación en el circuito N°2 de la Línea de Transmisión Nacional 2x220 kV Rahue – Puerto Montt, y para la salida hacia un transformador de 220/66 kV.

La S/E eventualmente cuenta con espacio disponible al interior del predio demarcado por el muro perimetral para posiciones futuras y para la construcción de instalaciones que permitan reconfigurar la topología de la S/E a un patio en configuración de interruptor y medio en 220 kV, con el objetivo de la normalización de la conexión en derivación del tap y para el seccionamiento del circuito N°2 de la línea 2x220 kV Rahue – Puerto Montt, además que permitan una redundancia de barras para las instalaciones.

La figura 6-39 muestra la disposición de equipos de la S/E, cuya vista en planta da una mejor percepción de lo descrito anteriormente. Se debe considerar la reubicación del foso separador de agua-aceite.

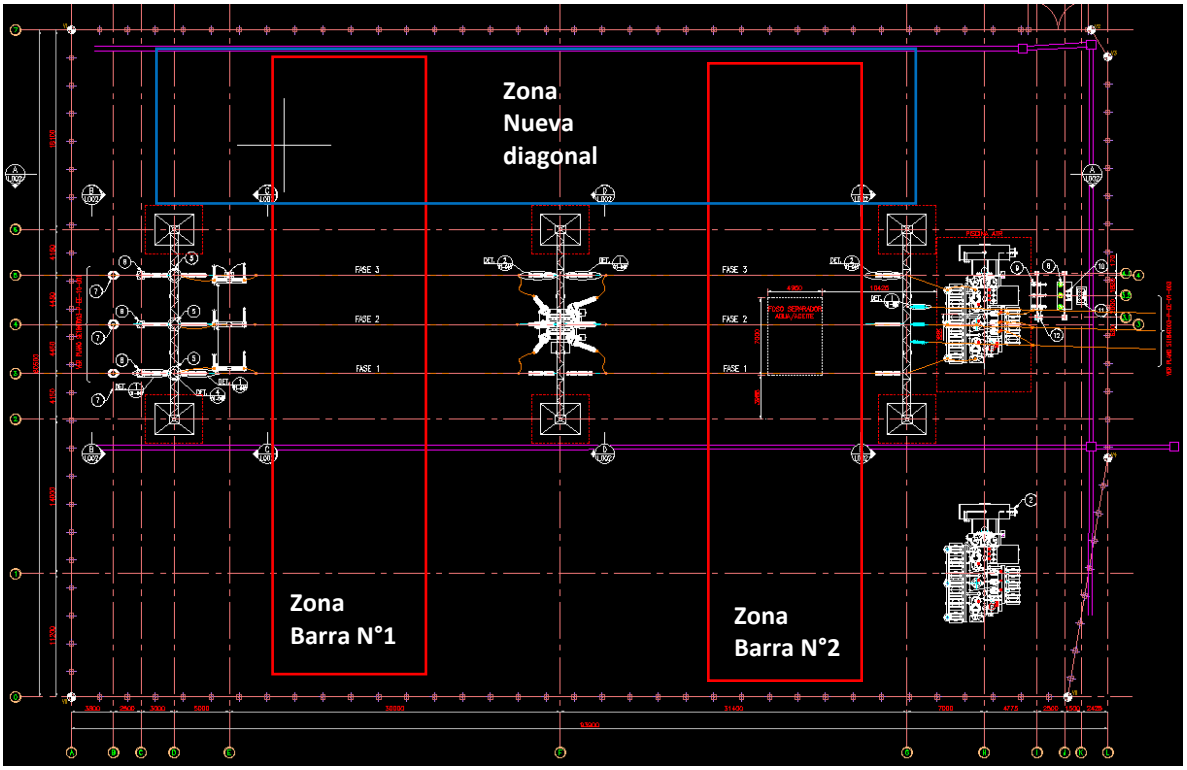


Figura 6-39. Disposición de equipos – Planta S/E Lampa.

6.3.2 PROPUESTAS DE SOLUCIÓN

Identificadas las instalaciones existentes de las SS/EE Tap-Off a normalizar por requerimiento de la NTSyCS, se muestran a continuación las propuestas de solución para la normalización, considerando como premisas fundamentales las restricciones establecidas en la norma.

Se muestran los diagramas unilineales simplificados que indican las instalaciones existentes, y los diagramas unilineales simplificados que muestran las propuestas de solución para cada caso.

6.3.2.1 S/E NUEVA VICTORIA

La figura 6-40 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes del Tap-Off Nueva Victoria.

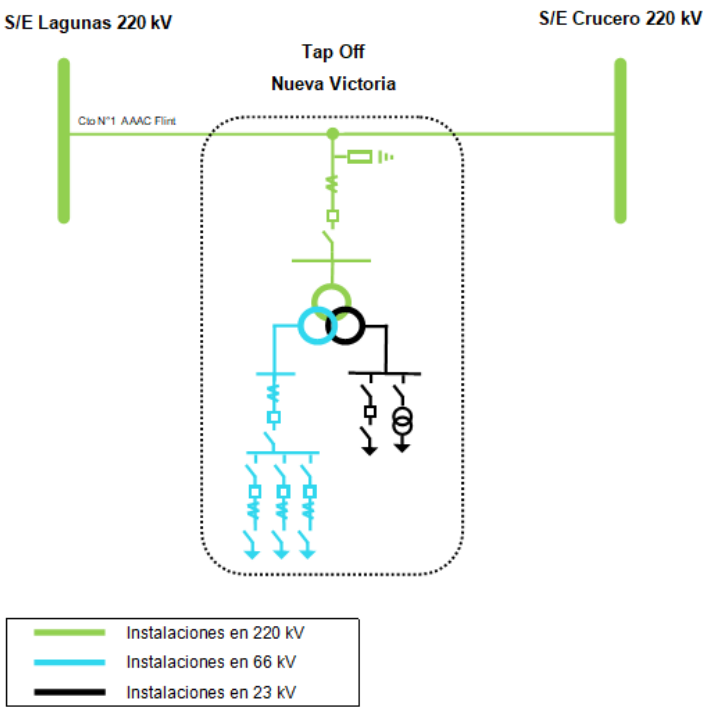


Figura 6-40. Diagrama Unilineal Simplificado Tap-Off Nueva Victoria.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras en 220 kV, se debe realizar la normalización del Tap-Off.

Para ello, considerando que, al interior de las instalaciones existentes, como se ha mencionado, no se cuenta con espacio suficiente para obras de ampliación y adicionalmente, la topología actual de la S/E (y su diseño no modular), dificulta posibles obras de ampliación, dado que no se cuenta con espacio para la instalación de una segunda barra en 220 kV.

Se propone, por tanto, la construcción de una Nueva S/E Seccionadora, en los alrededores del Tap-Off existente según se ha indicado en la figura 6-18, o bien, que esta nueva S/E se emplace como la construcción de un nuevo patio de 220 kV del Tap-Off existente, que permita normalizar el seccionamiento de la línea 1x220 kV Lagunas – Crucero, eliminando la conexión en derivación, y que además permita una redundancia de barras de 220 kV para la conexión del paño de transformación del Tap-Off Nueva Victoria.

Considerando la construcción de un nuevo patio de 220 kV, el actual paño de conexión del transformador T1, se conectaría a la nueva Media diagonal del nuevo patio de 220 kV, eliminando la actual barra simple de 220 kV del Tap-Off.

La figura 6-41 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

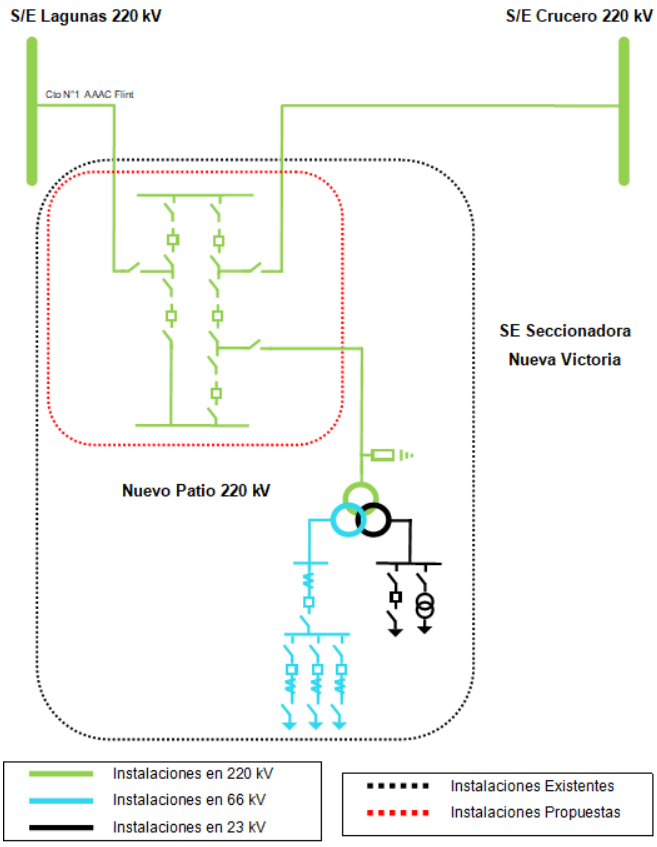


Figura 6-41. Diagrama unilineal Simplificado Tap-Off Nueva Victoria con propuestas de mejora.

Al seccionar una línea de simple circuito, se considera según lo establecido en el artículo 50 del Anexo técnico lo siguiente: *"En el caso en que se seccione una línea de simple circuito en una S/E con esquema de barra interruptor y medio, la línea seccionada no podrá ocupar la misma diagonal."*

6.3.2.2 S/E DOÑA CARMEN

La figura 6-42 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Doña Carmen.

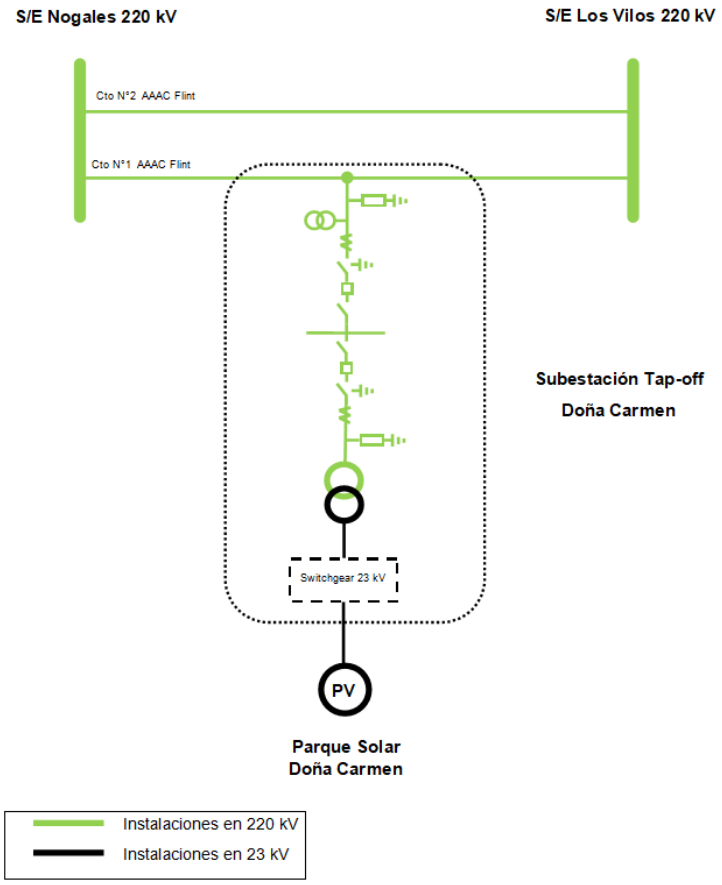


Figura 6-42. Diagrama unilineal Simplificado S/E Doña Carmen.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras, se debe realizar la normalización de las instalaciones existentes.

Para ello, considerando que la S/E se encuentra en las dependencias del parque Solar Doña Carmen y se cuenta con espacio en alrededores para la construcción de instalaciones que permitan una redundancia de barras de 220 kV, se propone, para la normalización de la S/E, la construcción de un nuevo patio o S/E en 220 kV en configuración de interruptor y medio, en el espacio disponible demarcado en la figura 6-21, de modo de normalizar la conexión en derivación de la S/E. Con lo anterior, se eliminaría la actual barra simple de 220 kV y los paños de conexión, conectando directamente el transformador a la nueva media diagonal del nuevo patio de 220 kV.

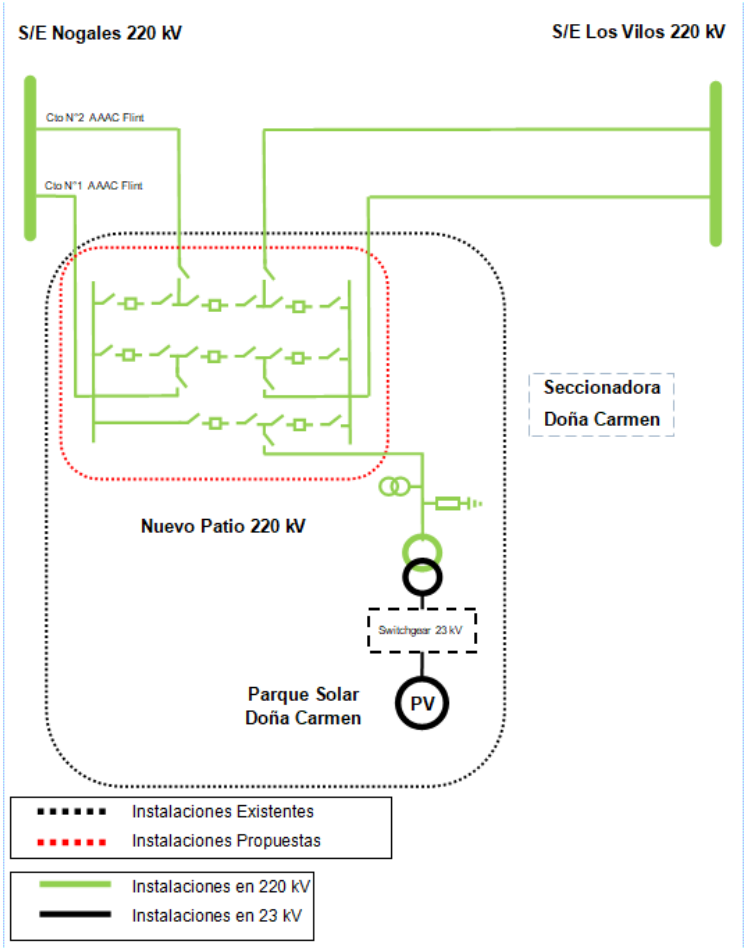


Figura 6-43. Diagrama unilineal Simplificado S/E Doña Carmen con propuesta de mejora.

Al seccionar una línea de doble circuito, se considera según lo establecido en el artículo 50 del Anexo técnico lo siguiente: *"No se podrán conectar en una misma diagonal aquellas instalaciones cuya desconexión simultánea causada por la desconexión de la diagonal, no pueda ser controlada mediante los Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, sin que sus efectos se propaguen a las restantes instalaciones del SI. En particular, no podrán conectarse a la misma diagonal dos circuitos de una misma línea o dos líneas que provengan de una misma S/E."*

6.3.2.3 S/E TAP-OFF EL LLANO

La figura 6-44 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Tap-Off El Llano.

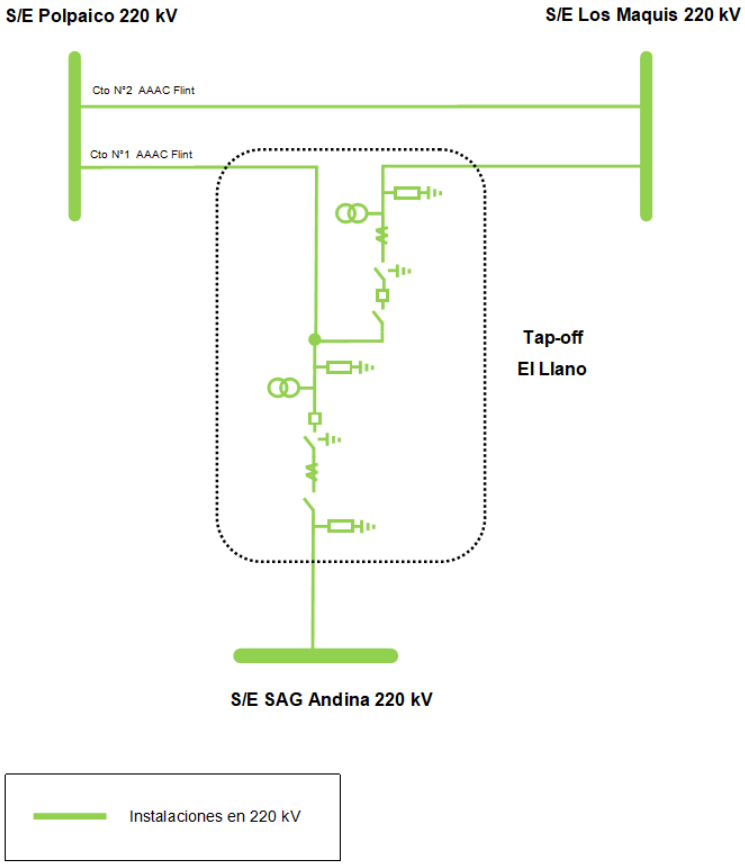


Figura 6-44. Diagrama unilineal Simplificado S/E Tap-Off El Llano.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras en 220 kV, se debe realizar la normalización del Tap-Off.

Para ello, considerando la topología actual de la S/E, como se observa en la figura 6-23, esta tiene un arranque simple en conexión en derivación, y no cuenta con una instalación existente que permita un crecimiento libre y armónico que facilite la normalización del Tap-Off. Por lo tanto, se propone la construcción de una nueva S/E seccionadora o un nuevo patio de 220 kV, en los alrededores del Tap-Off existente, que permita la normalización de la conexión en derivación con la línea 2x220 kV Polpaico – Los Maquis, que además permita una redundancia de barras. En esta nueva S/E se propone la conexión de la Línea hacia la S/E SAG Andina, y la posible eliminación del Tap-Off existente.

La figura 6-45 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

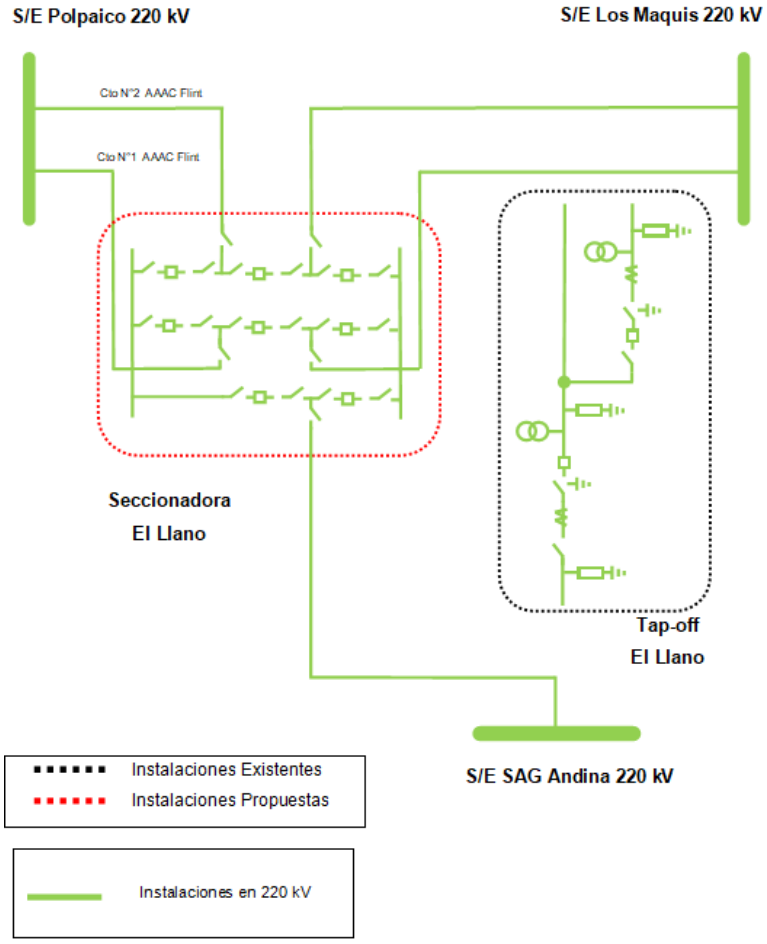


Figura 6-45. Diagrama unilineal Simplificado Tap-Off **El Llano con propuesta de mejora.**

6.3.2.4 S/E CHICUREO

La figura 6-46 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Chicureo.

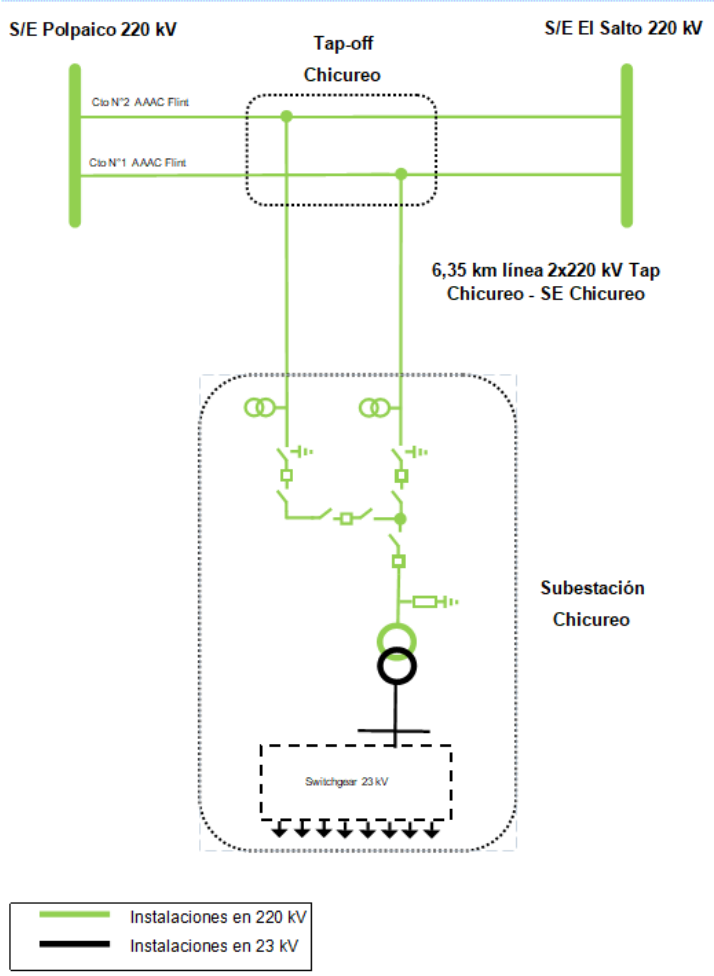


Figura 6-46. Diagrama unilineal Simplificado S/E Chicureo.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, se debe realizar la normalización del Tap-Off. De manera complementaria, la S/E cuenta con una redundancia de barras, con una configuración de doble barra simple seccionada, que permite dar cumplimiento a lo establecido por la norma, además cada posición cuenta con su respectivo paño de conexión.

Para normalizar las instalaciones existentes, considerando que desde la conexión en derivación del Tap-Off Chicureo, a la S/E Chicureo, se tiene una sola línea de doble circuito a una distancia de 6,35 km, se debería considerar para el seccionamiento de la línea, una nueva línea de doble circuito hacia S/E Chicureo.

Se propone por lo anterior, la construcción de una nueva S/E seccionadora en las cercanías del Tap-Off Chicureo, de acuerdo con la figura 6-27, para seccionar la línea 2x220 kV Polpaico – el Salto, y utilizar para la conexión de esta nueva S/E, con la actual S/E Chicureo, la línea existente 2x220 kV Tap Chicureo – Chicureo, de manera de normalizar la conexión en derivación.

La figura 6-47 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

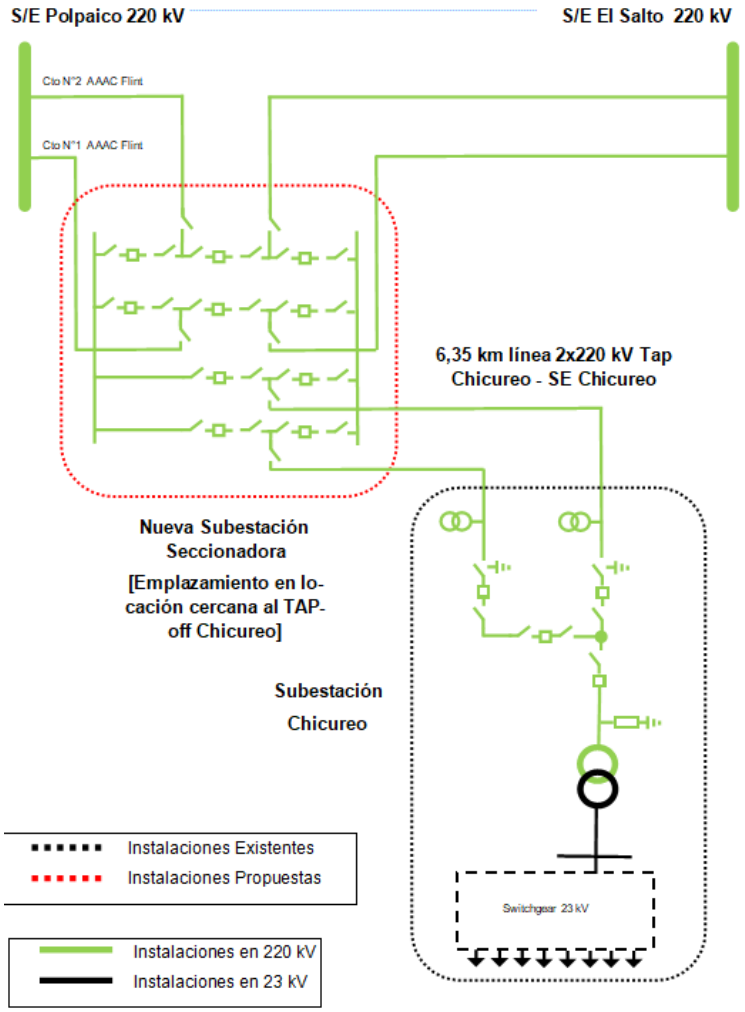


Figura 6-47. Diagrama unilineal Simplificado S/E Chicureo con propuesta de mejora.

6.3.2.5 S/E EL MANZANO

La figura 6-48 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E El Manzano.

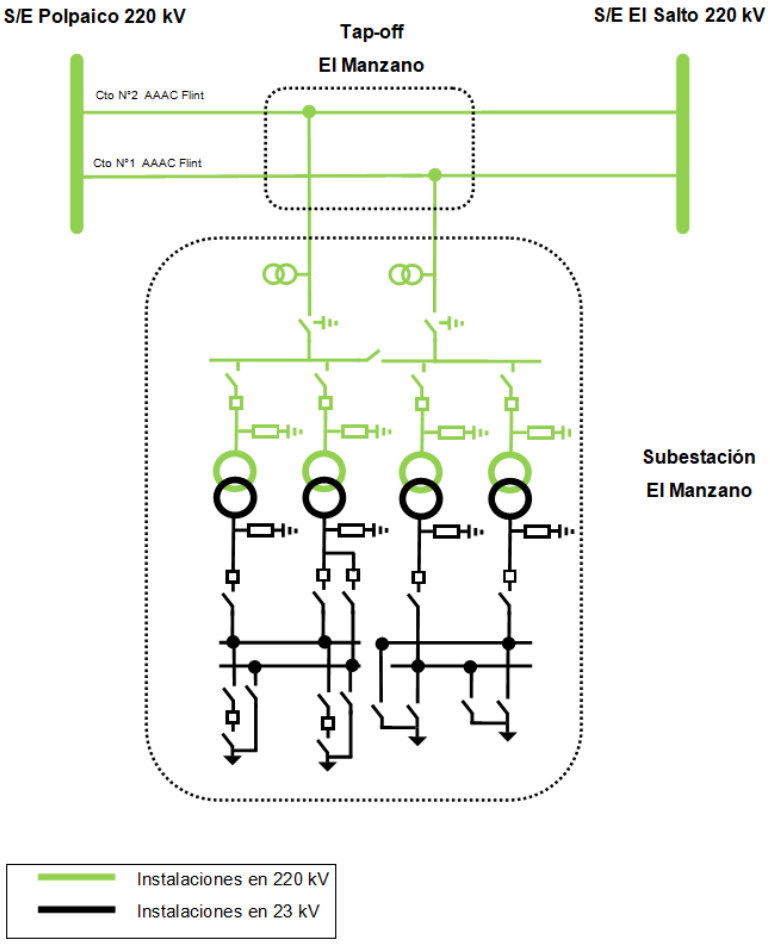


Figura 6-48. Diagrama unilineal Simplificado S/E El Manzano.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, se debe realizar la normalización del Tap-Off. De manera complementaria, la S/E cuenta con una redundancia de barras, con una configuración de doble barra simple seccionada, que permite dar cumplimiento a lo establecido por la norma.

Para normalizar las instalaciones existentes, considerando que la topología actual de la S/E y la ubicación de las barras existentes, impide una normalización de la conexión en derivación existente, se propone la construcción de una nueva S/E Seccionadora, en las cercanías del Tap-Off existente, que seccione la línea 2x220 kV Polpaico – el Salto, y utilizar los paños de conexión actuales en S/E El Manzano, para conectar con la Nueva S/E Seccionadora.

La figura 6-49 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

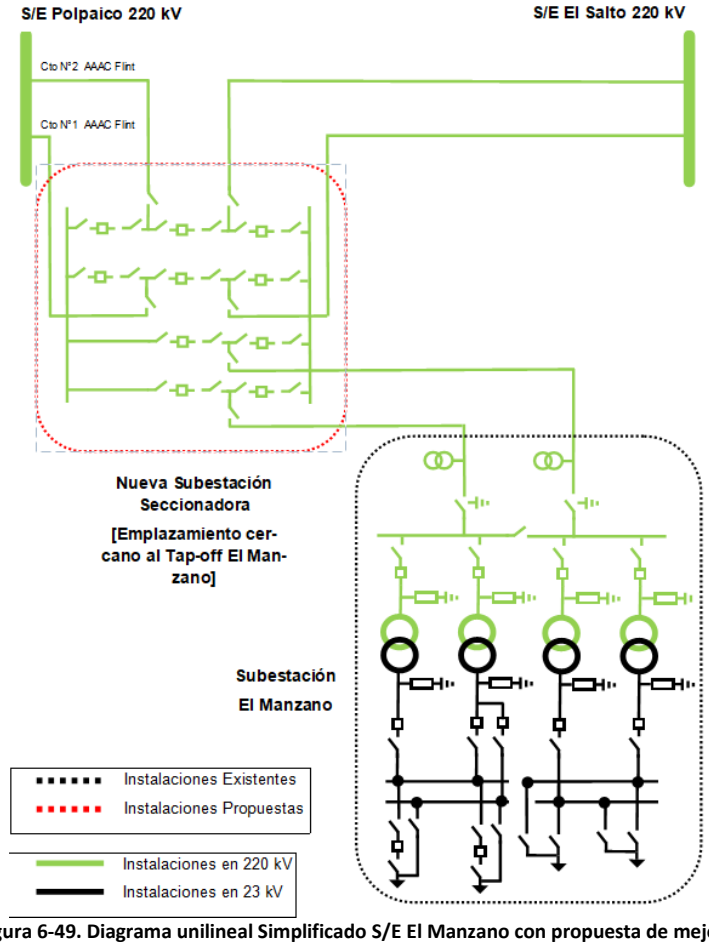


Figura 6-49. Diagrama unilineal Simplificado S/E El Manzano con propuesta de mejora.

6.3.2.6 S/E TAP-OFF SANTA MARTA

La figura 6-50 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Tap-Off Santa Marta.

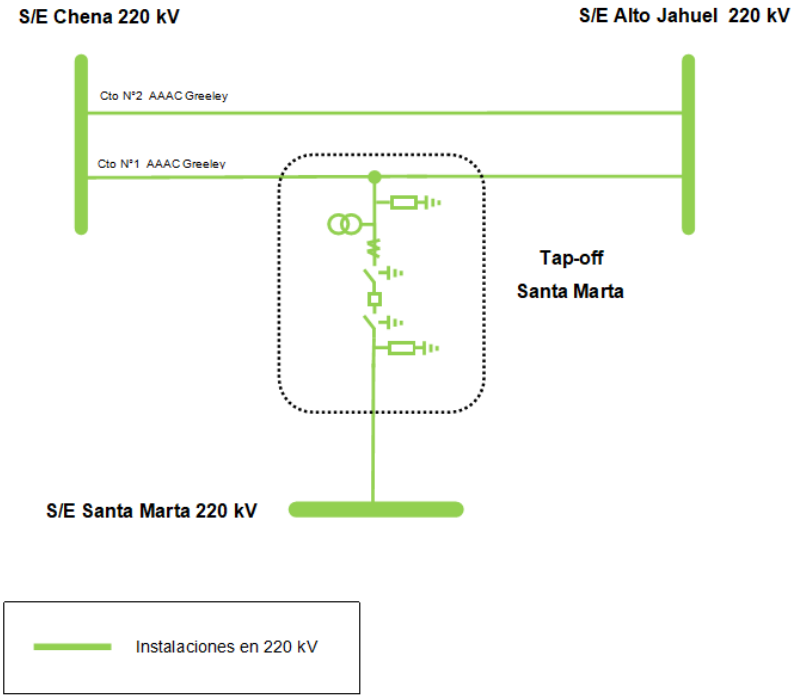


Figura 6-50. Diagrama unilineal Simplificado S/E Tap-Off Santa Marta.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras, se debe realizar la normalización de las instalaciones existentes.

Para ello, considerando la topología actual de la S/E, como se observa en la figura 6-32, tiene un arranque simple en conexión en derivación, y no cuenta con una instalación existente que permita un crecimiento libre y armónico (con un diseño modular), que facilite la normalización del Tap-Off, se propone la construcción de una nueva S/E seccionadora en los alrededores del Tap-Off existente, o un nuevo patio de 220 kV, que permita la normalización de la conexión en derivación con la línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena, que además permita una redundancia de barras. En esta nueva S/E se propone como opción, la conexión de la Línea hacia la S/E Santa Marta, y la posible eliminación del Tap-Off existente, dado que no cumple con la redundancia de barras exigida en norma.

La figura 6-51 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

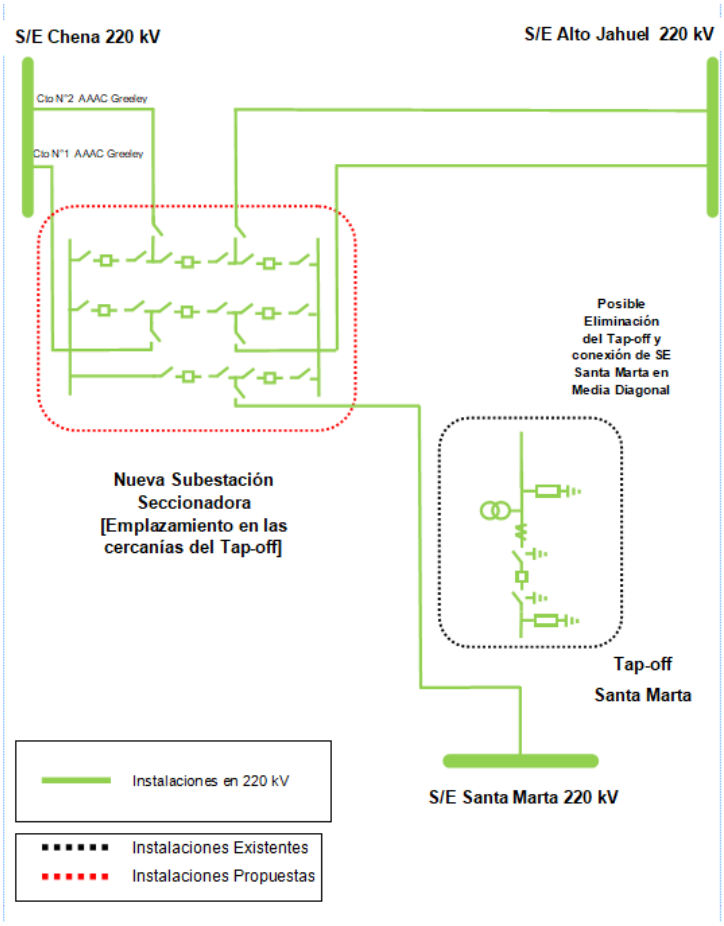


Figura 6-51. Diagrama unilineal Simplificado Tap-Off Santa Marta con propuesta de mejora.

6.3.2.7 S/E LAMPA

La figura 6-52 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Lampa.

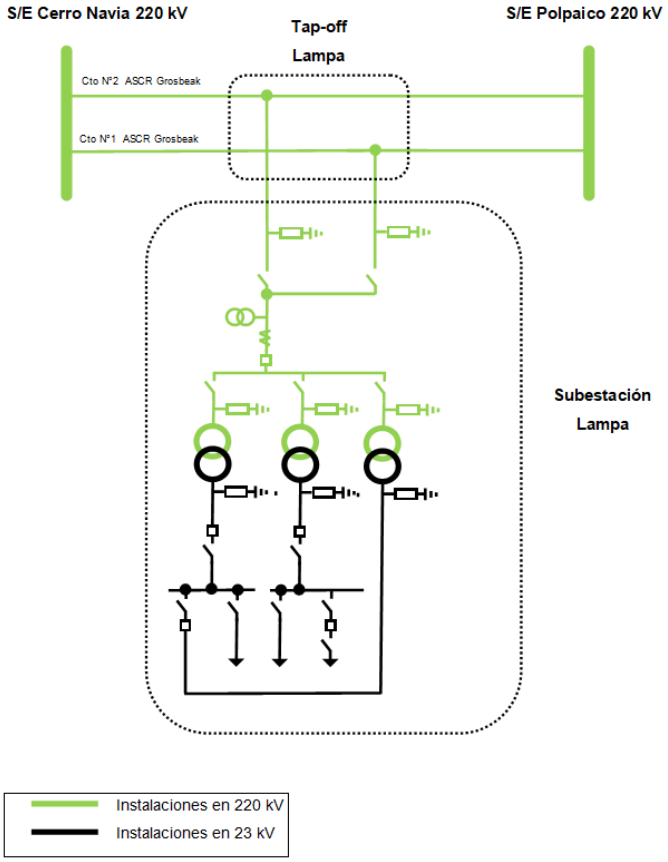


Figura 6-52. Diagrama unilineal Simplificado S/E Lampa.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, se debe realizar la normalización del Tap-Off. Adicionalmente, las posiciones de los transformadores se encuentran fuera de norma, ya que no poseen paños individuales de conexión, utilizando un solo paño en común para su conexión con la llegada de ambos circuitos desde Tap-Off Chicureo.

Como se ha descrito, se encuentra en construcción la Nueva S/E Seccionadora Nueva Lampa, cuya construcción se da en el marco del Decreto Exento N° 373, con el objetivo de realizar el seccionamiento de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, y considerar posiciones adicionales para la normalización del Tap-Off existente.

Esta Nueva S/E se construirá en las cercanías de la S/E Lampa 220 kV, por lo que, para la normalización de la S/E, se considera su conexión a la nueva S/E seccionadora a través de tres (3) medias diagonales para la conexión de los transformadores existentes, y así normalizar la actual conexión en derivación, considerando la poca distancia entre ambas subestaciones.

La figura 6-53 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

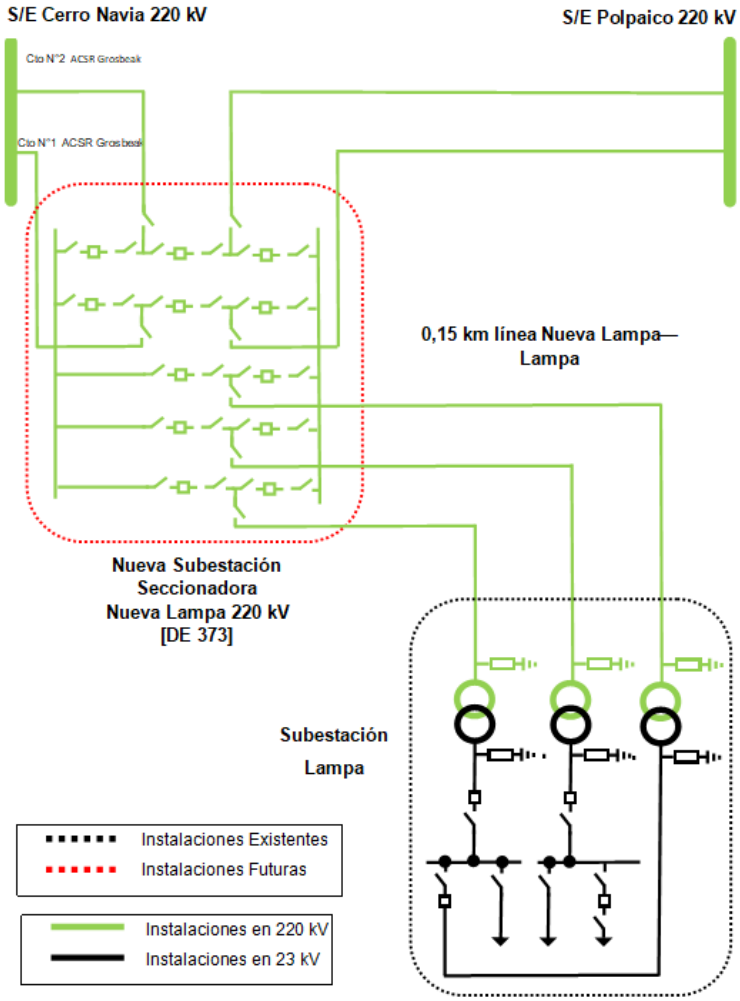


Figura 6-53. Diagrama unilineal Simplificado S/E Lampa con propuesta de mejora.

6.3.2.8 S/E TAP BUREO

La figura 6-54 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Tap-Off Bureo.

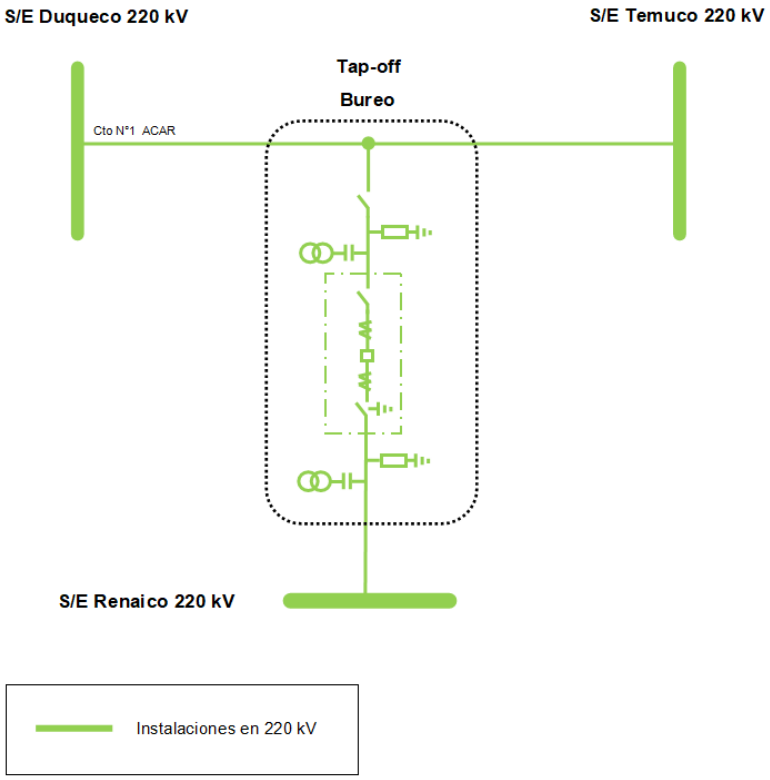


Figura 6-54. Diagrama unilineal Simplificado S/E Tap-Off Bureo.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras, se debe realizar la normalización de las instalaciones existentes.

Para ello, considerando la topología actual de la S/E, como se observa en la figura 6-36, tiene un arranque simple en conexión en derivación, y no cuenta con una instalación existente que permita un crecimiento libre y armónico (con un diseño modular), que facilite la normalización del Tap-Off. Por lo tanto, se propone la construcción de una nueva S/E seccionadora en los alrededores del Tap-Off existente, que permita la normalización de la conexión en derivación con la línea 2x220 kV Duqueco - Temuco, que además permita una redundancia de barras. En esta nueva S/E se propone como opción, la conexión de la Línea hacia la S/E Renaico, y la posible eliminación del Tap-Off existente, dado que el tap actual, no cumple con la redundancia de barras exigida en norma.

La figura 6-55 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente.

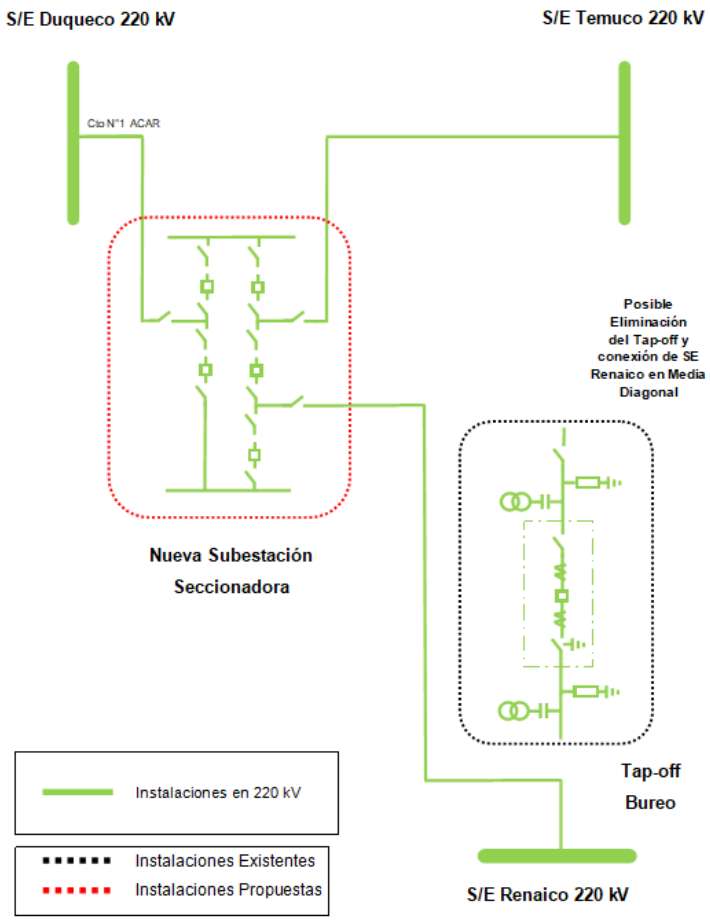


Figura 6-55. Diagrama unilineal Simplificado Tap-Off Bureo con propuesta de mejora.

6.3.2.9 S/E TALINAY ORIENTE

La figura 6-56 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Talinay Oriente.

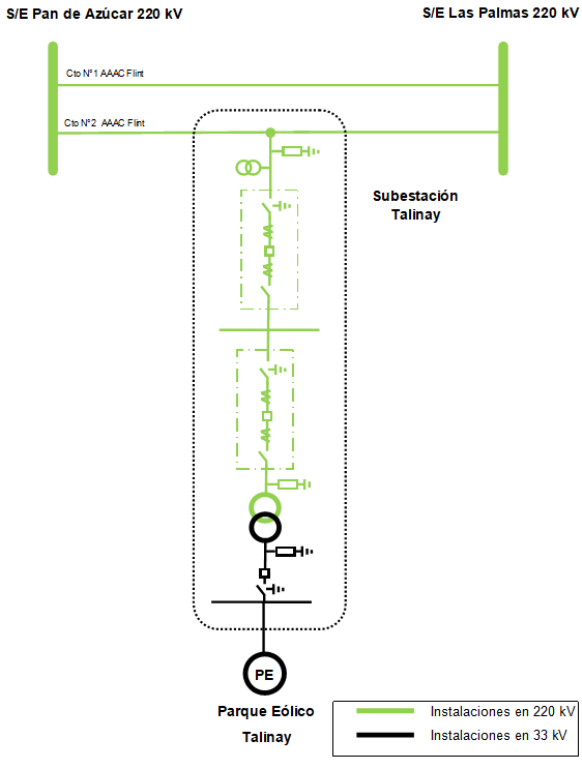


Figura 6-56. Diagrama unilineal Simplificado S/E Talinay Oriente.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras, se debe realizar la normalización de las instalaciones existentes.

Para ello, considerando que la S/E cuenta con espacio en alrededores para ampliación del patio de 220 kV, se propone, para la normalización de la S/E, la construcción de un nuevo patio o S/E en 220 kV en configuración de interruptor y medio, en el espacio disponible demarcado en la figura 6-37, de modo de normalizar la conexión en derivación de la S/E. Con lo anterior, se eliminaría la actual barra simple de 220 kV y los paños de conexión, conectando directamente el transformador a la nueva media diagonal del nuevo patio de 220 kV.

La figura 6-57 muestra de mejor manera lo anteriormente descrito.

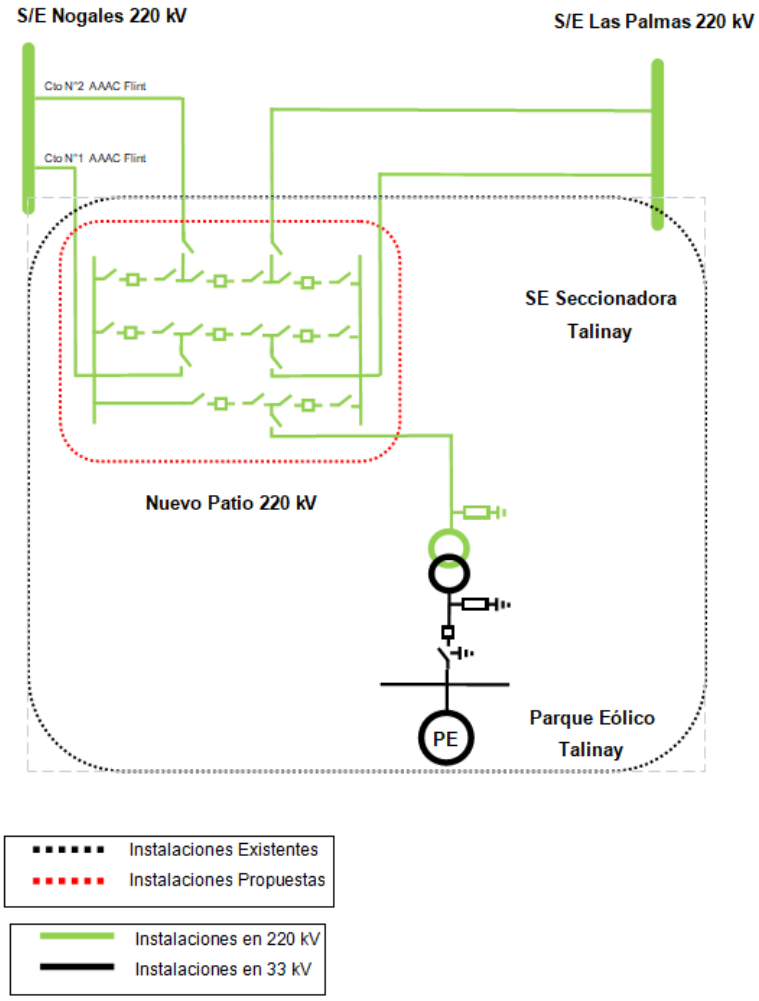


Figura 6-57. Diagrama unilineal Simplificado S/E Talinay Oriente con propuesta de mejora.

6.3.2.10 S/E LLANQUIHUE

La figura 6-58 muestra un diagrama unilineal simplificado de las instalaciones existentes de la S/E Llanquihue.

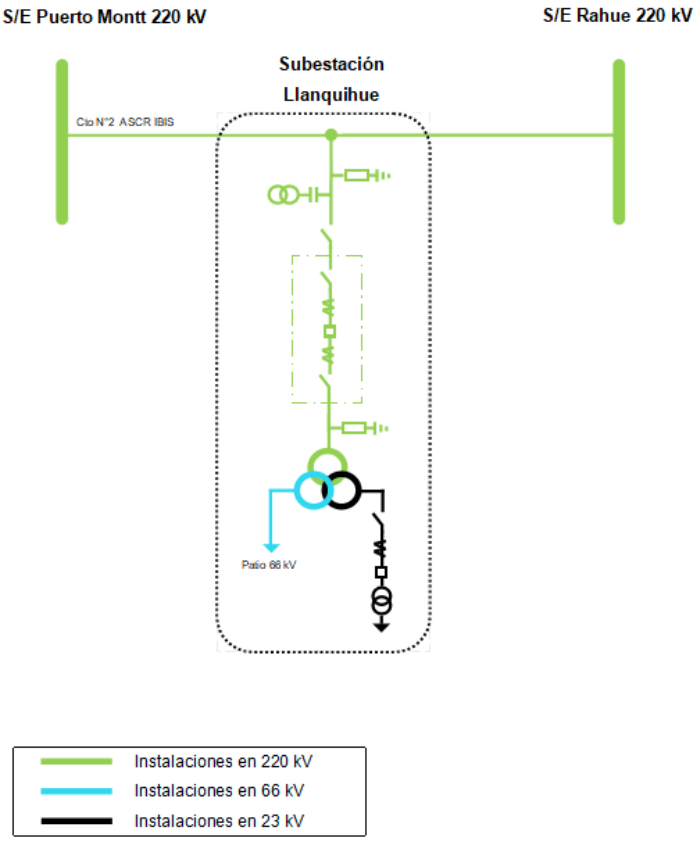


Figura 6-58. Diagrama unilineal Simplificado S/E Llanquihue.

Dado que, la S/E se conecta en derivación a una línea de transmisión nacional, y, además, no cuenta con el criterio de redundancia de barras, se debe realizar la normalización de las instalaciones existentes.

Como propuesta de mejora, se propone la creación de un nuevo patio en 220 kV en configuración de interruptor y medio, para el seccionamiento del circuito N°2 de la línea 2x220 kV Puerto Montt – Rahue. Por el espacio disponible en la S/E, se propone la construcción de dos barras principales en 220 kV, para reconfigurar la topología de la S/E, además de nuevos marcos de línea para una (1) nueva media diagonal. De esta manera se logra normalizar la conexión en derivación actual del Tap-Off, y se da una redundancia de barras para la conexión del paño de transformación.

La figura 6-59 muestra una vista en corte de las instalaciones existentes de la S/E Doña Carmen, en donde se hay factibilidad de instalar las nuevas barras de 220 kV, completando las diagonales con equipos híbridos que permitan optimizar el espacio disponible.

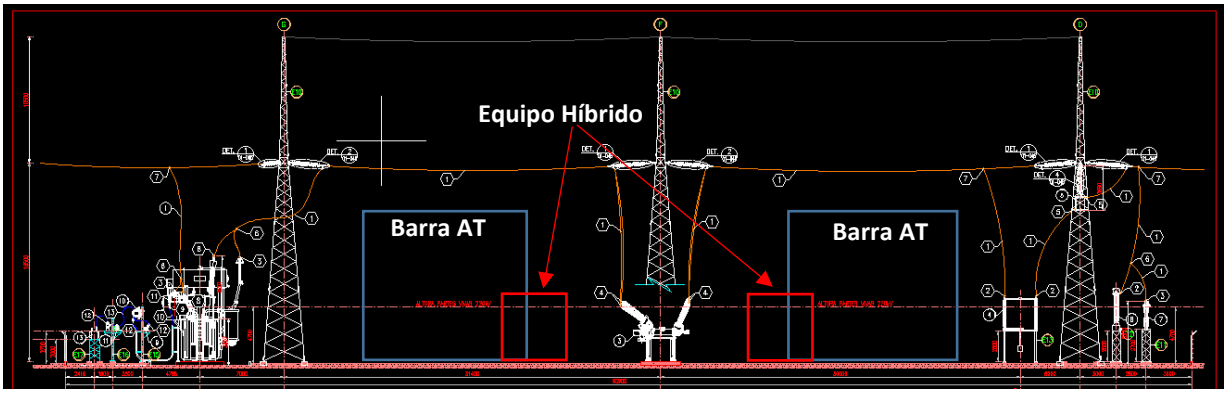


Figura 6-59. Vista en corte instalaciones actuales con propuesta de reconfiguración de barras.

La figura 6-60 muestra el diagrama unilineal simplificado de la solución propuesta, dando una mejor percepción de lo descrito anteriormente, donde se muestra la reconfiguración de la topología de la S/E, adaptando ésta a interruptor y medio.

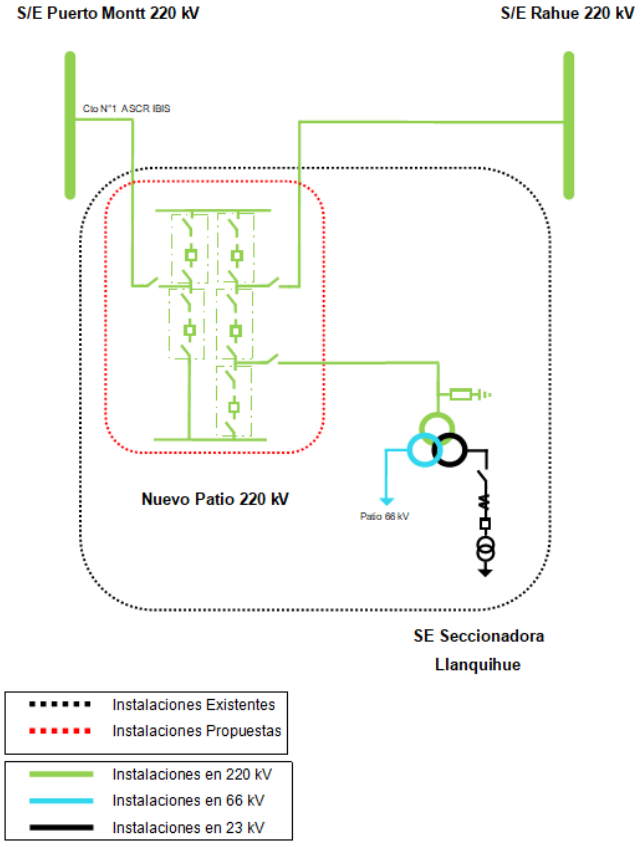


Figura 6-60. Diagrama unilineal Simplificado S/E Llanquihue con propuestas de mejora.

6.3.3 REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS PRIMARIOS PARA NORMALIZACIÓN

Establecidas las propuestas de mejora, en la presente sección se establecerán listados del equipamiento primario que se requiere para normalización de las subestaciones, considerando las condiciones existentes, y no degradar el estándar actual.

6.3.3.1 S/E TAP-OFF NUEVA VICTORIA

La **tabla 6-12** siguiente Tabla muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización del Tap-Off nueva victoria, según las propuestas de mejora descritas en el punto 3 del presente documento, considerando un nuevo patio o una nueva S/E en configuración de interruptor y medio, con una y media diagonal equipada para la conexión del paño de transformación del Tap-Off Nueva Victoria.

Tabla 6-12. Listado equipamiento primario Normalización Tap-Off Nueva Victoria.

Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	5
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	3
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	10
Transformador de potencial 245 kV	9
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	9
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	9

6.3.3.2 S/E DOÑA CARMEN

La tabla 6-13 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Doña Carmen, considerando la propuesta correspondiente a la construcción de una nueva S/E seccionadora o un nuevo patio en 220 kV que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente.

Tabla 6-13. Listado equipamiento primario Normalización S/E Doña Carmen patio interruptor y medio.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	8
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	5
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	16
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	15
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	15
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	15
Trampa de onda	8

6.3.3.3 SUESTACIÓN TAP-OFF EL LLANO

La tabla 6-14 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de construcción de una nueva S/E seccionadora que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente y permita dar redundancia de barras en 220 kV.

Tabla 6-14. Listado equipamiento primario Normalización Tap-Off El Llano; Nueva S/E Seccionadora.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	8
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	5
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	16
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	15
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	15
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	15
Trampa de onda	8
Condensador de acoplamiento	8

6.3.3.4 S/E CHICUREO

La tabla 6-15 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de construcción de una nueva S/E seccionadora que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente.

Tabla 6-15. Listado equipamiento primario Normalización S/E Chicureo ; Nueva S/E Seccionadora.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	10
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	6
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	20
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	18
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	18
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	18

6.3.3.5 S/E EL MANZANO

La tabla 6-16 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de construcción de una nueva S/E seccionadora o nuevo patio en 220 kV, que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente.

Tabla 6-16. Listado equipamiento primario Normalización S/E El Manzano ; Nueva S/E Seccionadora.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	10
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	6
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	20
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	18
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	18
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	18

6.3.3.6 S/E TAP-OFF SANTA MARTA

La tabla 6-17 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de construcción de una nueva S/E seccionadora que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente y permita dar redundancia de barras en 220 kV.

Tabla 6-17. Listado equipamiento primario Normalización Tap-Off Santa Marta ; Nueva S/E Seccionadora.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	8
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	5
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	16
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	15
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	15
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	15

6.3.3.7 S/E LAMPA

La tabla 6-18 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de conexión en los espacios disponibles de la Nueva S/E seccionadora Nueva Lampa, en donde se habilitarán tres medias diagonales para normalizar la conexión en derivación del Tap-Off.

Tabla 6-18. Listado equipamiento primario Normalización S/E Lampa; Nueva S/E Seccionadora.

Dos medias diagonales	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	6
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	3
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	12
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	9
Pararrayos 245 kV	9
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	9

6.3.3.8 S/E TAP-OFF BUREO

La tabla 6-19 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Tap-Off, considerando la propuesta de construcción de una nueva S/E seccionadora que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente y permita dar redundancia de barras en 220 kV.

Tabla 6-19. Listado equipamiento primario Normalización Tap-Off Bureo.

Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	5
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	3
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	10
Transformador de potencial 245 kV	9
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	9
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	9
Trampa de Onda	4
Condensador de acoplamiento	4

6.3.3.9 S/E TALINAY ORIENTE

La tabla 6-20 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización de la S/E Talinay Oriente, considerando la propuesta correspondiente a la construcción de una nueva S/E seccionadora o nuevo patio de 220 kV que normalice la conexión en derivación del Tap-Off existente.

Tabla 6-20. Listado equipamiento primario Normalización S/E Talinay; Nueva S/E Seccionadora.

Nueva S/E Seccionadora	
Equipamiento	Cantidad
Interruptor Tanque Muerto 245 kV	8
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	5
Desconectador Sin Puesta a tierra 245 kV	16
Transformador de potencial capacitivo 245 kV	15
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	15
Aislador de pedestal de porcelana 245 kV	15
Trampa de onda	8
Condensador de acoplamiento	8

6.3.3.10 S/E LLANQUIHUE.

La tabla 6-21 muestra el listado referencial del equipamiento primario necesario para la normalización del Tap-Off Llanquihue, según las propuestas de mejora descritas en el punto 3 del presente documento, considerando un nuevo patio en configuración de interruptor y medio en 220 kV, con una y media diagonal equipada para la conexión del paño de transformación del Tap-Off Llanquihue 220 kV y el seccionamiento de la línea 1x220 kV Rahue – Puerto Montt.

Tabla 6-21. Listado equipamiento primario Normalización Tap-Off Llanquihue.

Equipamiento	Cantidad
Equipo Híbrido	4
Desconectador Con Puesta a tierra 245 kV	2
Transformador de potencial 245 kV	6
Transformador de potencial en barra 245 kV	6
Pararrayos 245 kV	3

6.3.4 PRESUPUESTO

La valorización se ha realizado sobre los antecedentes disponibles en informe CNE “Estudio precios de Transmisión” y antecedentes específicos disponibles. Los valores están expresados en miles de US$, y son valores CIF, puestos en Chile.

Los siguientes ítems se obtuvieron aplicando los porcentajes que siguen a TOTAL COSTO DIRECTO:

- Gastos Generales del Contratista y Seguros 8,0 [%]

Los siguientes ítems se obtuvieron aplicando los porcentajes que siguen a SUB TOTAL CONTRATO:

- Contingencias del Contratista 5,0 [%]
- Utilidades del Contratista 10,0 [%]
- Intereses Intercalarios 2,0 [%]

6.3.4.1 NORMALIZACIÓN S/E TAP-OFF NUEVA VICTORIA

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-22.

Tabla 6-22. Valorización de la obra Normalización S/E Tap Off Nueva Victoria.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**5.699**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**775**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**6.475**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.068**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**7.543**

6.3.4.2 NORMALIZACIÓN S/E DOÑA CARMEN

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-23.

Tabla 6-23. Valorización de la obra Normalización S/E Doña Carmen.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**9.108**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.257**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**10.365**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.710**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**12.075**

6.3.4.3 NORMALIZACIÓN S/E TAP OFF EL LLANO

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-24.

Tabla 6-24. Valorización de la obra Normalización S/E El Llano.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**9.197**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.269**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**10.466**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.726**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**12.192**

6.3.4.4 NORMALIZACIÓN S/E CHICUREO

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-25.

Tabla 6-25. Valorización de la obra Normalización S/E Chicureo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**11.133**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.358**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**12.491**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**2.061**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**14.552**

6.3.4.5 NORMALIZACIÓN S/E EL MANZANO

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-26.

Tabla 6-26. Valorización de la obra Normalización S/E El Manzano.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**10.915**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.419**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**12.334**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**2.035**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**14.369**

6.3.4.6 NORMALIZACIÓN S/E TAP OFF SANTA MARTA

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-27.

Tabla 6-27. Valorización de la obra Normalización S/E Tap Off Santa Marta.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**9.212**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.244**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**10.455**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.725**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**12.180**

6.3.4.7 NORMALIZACIÓN S/E LAMPA

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-29.

Tabla 6-28. Valorización de la obra Normalización S/E Lampa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**5.017**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**692**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**5.710**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**942**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**6.652**

6.3.4.8 NORMALIZACIÓN S/E TAP OFF BUREO

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-29.

Tabla 6-29. Valorización de la obra Normalización S/E Tap Off Bureo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**5.804**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**882**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**6.686**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.103**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**7.789**

6.3.4.9 NORMALIZACIÓN S/E TALINAY ORIENTE

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-30.

Tabla 6-30. Valorización de la obra Normalización S/E Talinay Oriente.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**9.112**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**1.276**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**10.387**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.714**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**12.101**

6.3.4.10 NORMALIZACIÓN S/E LLANQUIHUE.

El presupuesto estimado es mostrado en la tabla 6-31.

Tabla 6-31. Valorización de la obra Normalización S/E Llanquihue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**5.233**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**743**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**5.976**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**986**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**6.962**

6.4 ANÁLISIS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

El diagnóstico para la compensación de reactivos de transformadores AT/MT, el cual se detalla en extenso en el Apéndice VI, identifica el requerimiento de 39 BBCC para conectarse en subestaciones AT/MT, con un total de 256,3 MVAR y un costo total de 27,23 MM USD. El costo de los proyectos asociados es mostrado en el set de tablas, tabla 6-32 a tabla 6-70.

Tabla 6-32. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x1,8 MVAR Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,431**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,094**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,526**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,089**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,615**

Tabla 6-33. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x1,8 MVAR Transformador Calama 105/23 kV N°4.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,431**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,094**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,526**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,089**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,615**

Tabla 6-34. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x1,8 MVAR Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,431**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,094**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,526**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,089**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,615**

Tabla 6-35. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Chinchorro 69/13,8 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-36. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x1,8 MVAR Transformador Cerrillos 110/23 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,431**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,094**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,526**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,089**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,615**

Tabla 6-37. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Las Compañías 115/14,2 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-38. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador San Joaquín 115/15,3 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-39. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Bosquemar 115/13,2 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-40. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Las Vegas 115/12 kV N°5.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-41. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Placilla 115/13,2 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-42. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador San Pedro 115/13,2 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-43. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador San Rafael 110/24,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-44. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Marga Marga 115/14,2 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-45. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Marga Marga 115/15,3 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-46. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-47. Valorización de la obra Nuevo BBCC 3x3,6 MVAR Transformador Batuco 110/23,5 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,579**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,127**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,706**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,120**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,826**

Tabla 6-48. Valorización de la obra Nuevo BBCC 3x3,6 MVAR Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,579**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,127**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,706**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,120**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,826**

Tabla 6-49. Valorización de la obra Nuevo BBCC 3x3,6 MVAR Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°8.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,579**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,127**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,706**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,120**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,826**

Tabla 6-50. Valorización de la obra Nuevo BBCC 3x3,6 MVAR Transformador Los Boza 110/23,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,579**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,127**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,706**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,120**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,826**

Tabla 6-51. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-52. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Recoleta 110/12,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-53. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador San Bernardo 110/12,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-54. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-55. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°5.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-56. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Santa Elena 110/12,5 kV N°3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-57. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Santa Marta 110/12,5 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-58. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-59. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x2,4 MVAR Transformador Vitacura 110/12,5 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,116**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,642**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,109**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,751**

Tabla 6-60. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Bollenar 115/13,4 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-61. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,75 MVAR Transformador Chacahuin 69/15,3 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,479**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,105**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,584**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,099**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,683**

Tabla 6-62. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Chillán 69/15,3 kV N°4.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-63. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Graneros 69/15,3 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-64. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,75 MVAR Transformador Piduco 69/15,3 kV N°2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,479**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,105**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,584**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,099**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,683**

Tabla 6-65. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,75 MVAR Transformador Rosario 69/15,3 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,479**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,105**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,584**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,099**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,683**

Tabla 6-66. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Talca 69/15,3 kV N°4.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

5

Tabla 6-67. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x1,15 MVAR Transformador Alto Bonito 115/24 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,422**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,093**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,514**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,087**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,602**

Tabla 6-68. Valorización de la obra Nuevo BBCC 2x2,4 MVAR Transformador Duqueco 69/25 kV N°1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,463**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,102**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,096**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,661**

Tabla 6-69. Valorización de la obra Nuevo BBCC 3x2,5 MVAR Transformador Melipulli 230/24 kV N°33.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,494**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,109**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,603**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,103**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,706**

Tabla 6-70. Valorización de la obra Nuevo BBCC 4x1,1 MVAR Transformador Melipulli 230/24 kV N°44.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS (US$)	**0,479**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS (US$)	**0,105**
3	SUB TOTAL CONTRATO (US$)	**0,584**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**0,099**
5	COSTO TOTAL PROYECTO (US$)	**0,683**

6.5 ANÁLISIS DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE SS/EE ZONALES

De acuerdo con la propuesta desarrollada por el Coordinador respecto a la gestión de activos de SS/EE Zonales, presentada en la sección 4.3.4, los proyectos que consideran el reemplazo de equipos principales, dejando activos libres para ser incorporados al plan de gestión de activos, son los presentados en la tabla 6-71.

Tabla 6-71. Proyectos candidatos para la gestión de activos de SS/EE Zonales.

Proyecto	Equipos principales sujetos a Gestión de Activos
Aumento de Capacidad S/E Carrascal por concepto de Suficiencia	• Transformador trifásico N°2 marca Wagner, de capacidades 12/16/22,4 MVA, OA/FA/FA 110/12,5 kV. • Desconectador trifásico motorizado marca Happam 1600 A, 110 kV. • Interruptor trifásico marca General Electric 2.000 A, 15,5 kV
Incorporación de Interruptor acoplador en Patio de 154 kV S/E Concepción y reemplazo interruptor 52 BT1	• Interruptor trifásico marca Brown Boveri 1.000 A, 80 kV.

Con lo anterior, se cumple tanto la primera etapa de la metodología correspondiente al Levantamiento de Información del Impacto de la Propuesta de Obras en equipos existentes, como la segunda etapa correspondiente a la caracterización del equipamiento implicado. Respecto a la tercera etapa, correspondiente a la identificación de zonas potenciales de reubicación, se indica que:

- Para el caso del equipamiento que queda disponible del proyecto de S/E Carrascal, se identifica que la alternativa más ventajosa es reutilizarlo en la misma S/E, prestando respaldo a los transformadores existentes, brindando mejores niveles de potencia firme para dicha S/E.
- Para el caso del interruptor 52 BT1 que queda disponible en S/E Concepción, se identifica que una alternativa para ser reubicado es en el proyecto: “Nuevo transformador en S/E Paillaco”, proyecto que requiere de varios interruptores en 66 kV y de baja potencia.

La cuarta etapa, denominada Verificación del Cumplimiento Normativo, al igual que las etapas posteriores de análisis, serán realizadas en detalle en el desarrollo de las ingenierías conceptuales a incluir en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

6.6 ANÁLISIS DE INGRESOS TARIFARIOS

Los ingresos tarifarios (IT) de energía representan un indicador del efecto económico de las congestiones que se presentan en algunos tramos del sistema de transmisión, las cuales tienen un impacto en los agentes del mercado. En ese sentido, se presenta un análisis específico de los ingresos tarifarios del sistema de 500 kV ubicado al norte del país, que presenta congestiones considerables antes de la entrada en servicio del proyecto HVDC.

6.6.1 TRAMOS DEL SEN ANALIZADOS

Se han analizado los siguientes tramos del SEN en 500 kV, que van desde S/E Parinas hasta la S/E Lo Aguirre, listados de norte a sur:

- Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas.
- Línea 2x500 kV Parinas – Cumbres.
- Línea 2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones.
- Línea 2x500 kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo.
- Línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar.
- Línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.
- Línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre.

El análisis desarrollado considera el proyecto HVDC con una capacidad de 3.000 MW y una puesta en servicio para el año 2029. El proyecto de expansión “Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV”, propuesto por el Coordinador en el proceso de expansión de la transmisión 2020, no se incorpora en el estudio al no contar con la certeza de si será incluido en el plan de expansión 2020.

6.6.2 RESULTADOS DE INGRESOS TARIFARIOS DE ENERGÍA

Los IT de energía totales para el periodo 2028 – 2032 para cada tramo analizado y cada uno de los cuatro escenarios de generación presentados en la tabla 3-1, se realizan bajo las siguientes consideraciones:

- El análisis comparativo se simplifica, utilizando como referencia una hidrología media. Este punto toma relevancia dada la variabilidad de los IT de energía en zonas donde el costo marginal tiene una alta dispersión en virtud de las diferentes hidrologías; no obstante, comparar mediante una hidrología media, permite simplificar el análisis y proyectar tendencias.

- La suma de los IT de energía en el quinquenio 2028-2032, por simplicidad, ha sido realizada de forma lineal y no considera montos llevados a valor presente, enfocando los resultados para responder a la pregunta del monto quinquenal (en MMUSD) de IT de energía por tramo.

De la tabla 6-72 a la tabla 6-75, se presenta un resumen de la suma total de los ingresos tarifarios (IT) de energía totales para el periodo 2028 – 2032. Mientras que de la tabla 6-80 y tabla 6-83, se presenta el porcentaje en que varían los Ingresos tarifarios totales durante el periodo 2028 – 2032.

Tabla 6-72. Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032 obtenidos, escenario A.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 (MMUSD) ESC A				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	0,28	0,03	0,02	0,02	0,02
Parinas - Cumbre	0,13	0,04	0,03	0,02	0,03
Cumbre - Nueva Cardones	0,17	0,03	0,02	0,02	0,03
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	0,65	0,11	0,08	0,05	0,06
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2,04	0,22	0,20	0,14	0,28
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	45,82	1,11	0,74	0,56	0,77
Polpaico - Lo Aguirre	2,89	0,04	0,06	0,05	0,02

Tabla 6-73. Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032 obtenidos, escenario B.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 (MMUSD) ESC B				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	0,11	0,04	0,02	0,02	0,03
Parinas - Cumbre	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
Cumbre - Nueva Cardones	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1,08	0,06	0,04	0,05	0,07
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	15,49	0,28	0,15	0,20	0,20
Polpaico - Lo Aguirre	0,04	0,00	0,00	0,01	0,00

Tabla 6-74. Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032 obtenidos, escenario C.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 (MMUSD) ESC C				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00
Parinas - Cumbre	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Cumbre - Nueva Cardones	0,04	0,01	0,00	0,00	0,01
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2,43	0,09	0,02	0,03	0,10
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	21,70	0,21	0,09	0,13	0,15
Polpaico - Lo Aguirre	0,06	0,01	0,01	0,00	0,00

Tabla 6-75. Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032 obtenidos, escenario D.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 (MMUSD) ESC D				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	0,09	0,02	0,01	0,01	0,01
Parinas - Cumbre	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Cumbre - Nueva Cardones	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	0,82	0,02	0,01	0,01	0,01
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	16,49	0,06	0,02	0,04	0,03
Polpaico - Lo Aguirre	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 6-76. Porcentaje de aumento en los Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032, escenario A.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 ESC A				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	100%	12%	9%	6%	7%
Parinas - Cumbre	100%	31%	21%	17%	19%
Cumbre - Nueva Cardones	100%	17%	12%	14%	18%
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	100%	17%	12%	8%	9%
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	100%	11%	10%	7%	14%
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	100%	2%	2%	1%	2%
Polpaico - Lo Aguirre	100%	1%	2%	2%	1%

Tabla 6-77. Porcentaje de aumento en los Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032, escenario B.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 ESC B				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	100%	31%	16%	14%	30%
Parinas - Cumbre	100%	23%	19%	16%	22%
Cumbre - Nueva Cardones	100%	50%	23%	42%	49%
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	100%	56%	37%	47%	53%
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	100%	5%	4%	4%	6%
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	100%	2%	1%	1%	1%
Polpaico - Lo Aguirre	100%	6%	8%	13%	8%

Tabla 6-78. Porcentaje de aumento en los Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032, escenario C.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 ESC C				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	100%	15%	8%	7%	10%
Parinas - Cumbre	100%	7%	4%	6%	9%
Cumbre - Nueva Cardones	100%	24%	9%	9%	17%
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	100%	35%	15%	17%	34%
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	100%	4%	1%	1%	4%
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	100%	1%	0%	1%	1%
Polpaico - Lo Aguirre	100%	11%	11%	8%	5%

Tabla 6-79. Porcentaje de aumento en los Ingresos tarifarios totales periodo 2028 – 2032, escenario D.

Línea de transmisión 2 x 500 kV	IT Totales Periodo 2028-2032 ESC D				
	2028	2029	2030	2031	2032
Los Changos - Parinas	100%	26%	10%	8%	14%
Parinas - Cumbre	100%	17%	11%	7%	14%
Cumbre - Nueva Cardones	100%	16%	9%	5%	10%
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	100%	23%	9%	7%	12%
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	100%	2%	1%	1%	1%
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	100%	0%	0%	0%	0%
Polpaico - Lo Aguirre	100%	5%	4%	9%	5%

En términos gráficos, la figura 6-61 representa los IT de energía totales presentados en las tablas anteriores, en términos agregados del quinquenio 2028-2032, para los 4 casos.

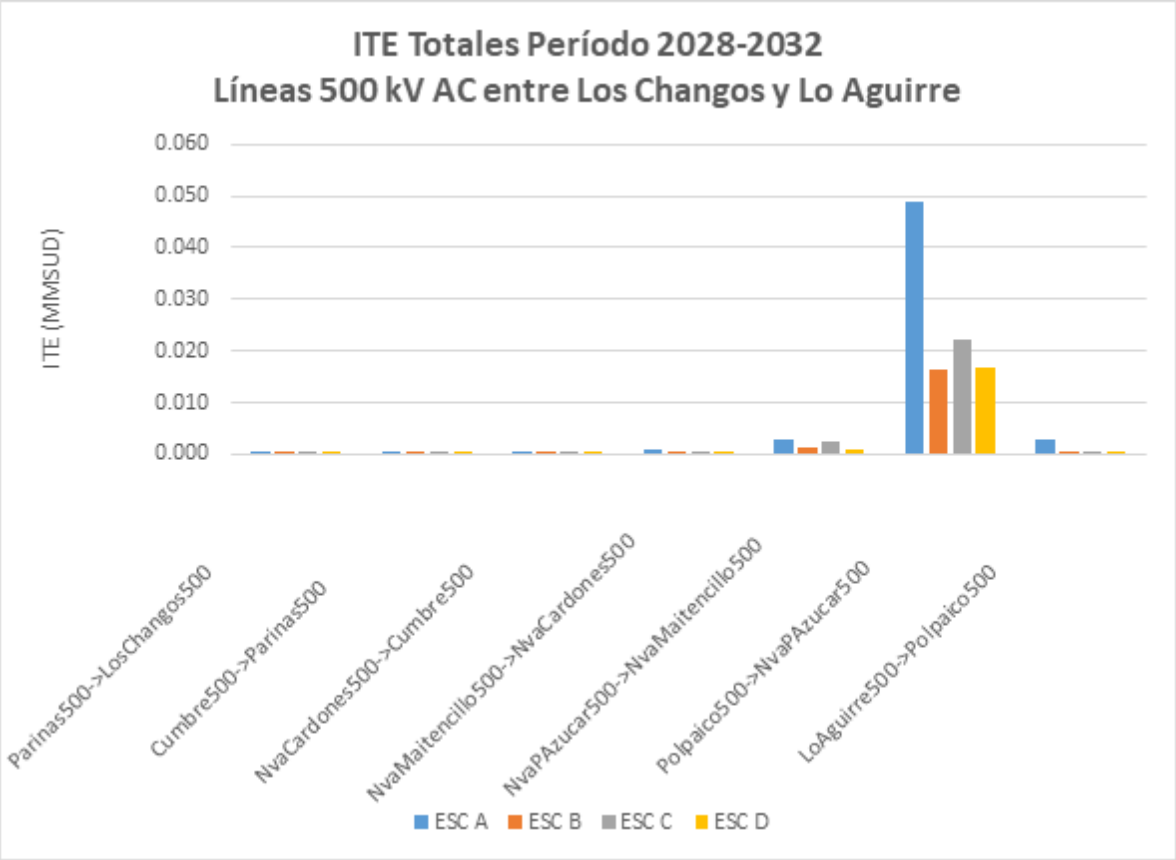


Figura 6-61. Suma de ingresos tarifarios de energía quinquenio 2028-2032 en función de capacidades y escenarios.

Según los resultados obtenidos para los cuatro escenarios, el tramo con IT de energía más altos corresponde a la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, lo que es consistente con las congestiones presentadas en el diagnóstico para la "Utilización esperada tramo 500 kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar". Adicionalmente, se aprecia que el escenario A, que corresponde al escenario con descarbonización al año 2040 y los costos referenciales obtenidos de la PELP, es el que presenta ingresos tarifarios más altos durante el periodo 2028-2032.

Consistentemente en los cuatro escenarios analizados y para cada uno de los tramos, se observa que al año 2030 los ingresos tarifarios disminuyen drásticamente debido al ingreso del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre. Se observa que los ingresos tarifarios obtenidos al año 2028 representan la mayor parte de los ingresos tarifarios para el periodo 2028-2032.

Es importante destacar la variabilidad de los IT de energía en el tramo 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, en virtud de las diferentes hidrologías de simulación. Por tal motivo, el set de figuras,

figura 6-62 a la figura 6-65, presentan los percentiles de los IT de energía proyectados para los cuatro escenarios evaluados.

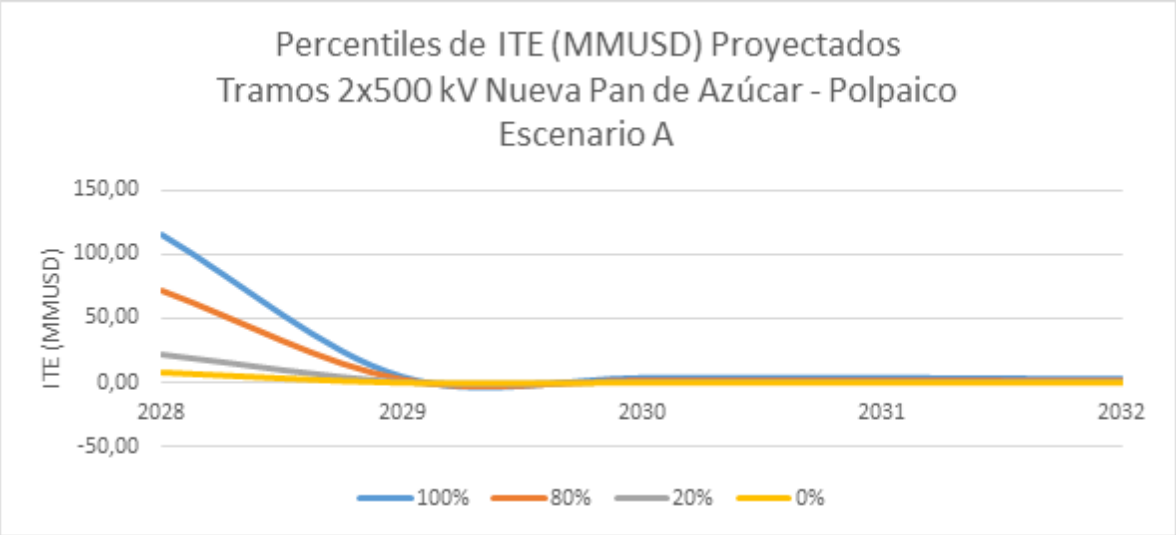


Figura 6-62. Percentiles de IT de energía por año en el quinquenio 2028-2032 en el tramo 2x500 kV Los Changos - Parinas, todas las hidrologías, Escenario A.

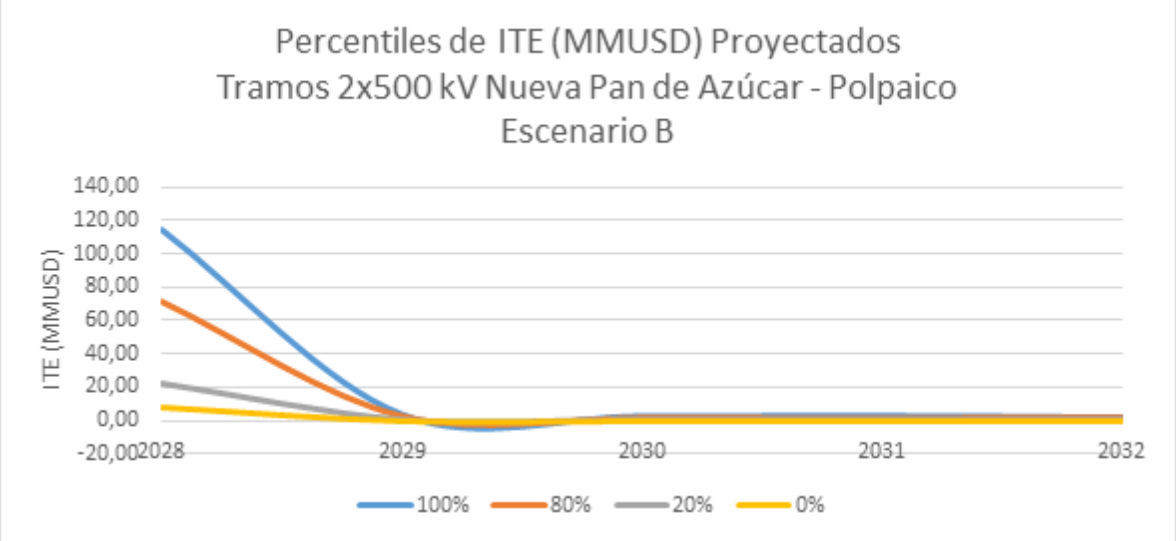


Figura 6-63. Percentiles de IT de energía por año en el quinquenio 2028-2032 en el tramo 2x500 kV Los Changos - Parinas, todas las hidrologías, Escenario B.

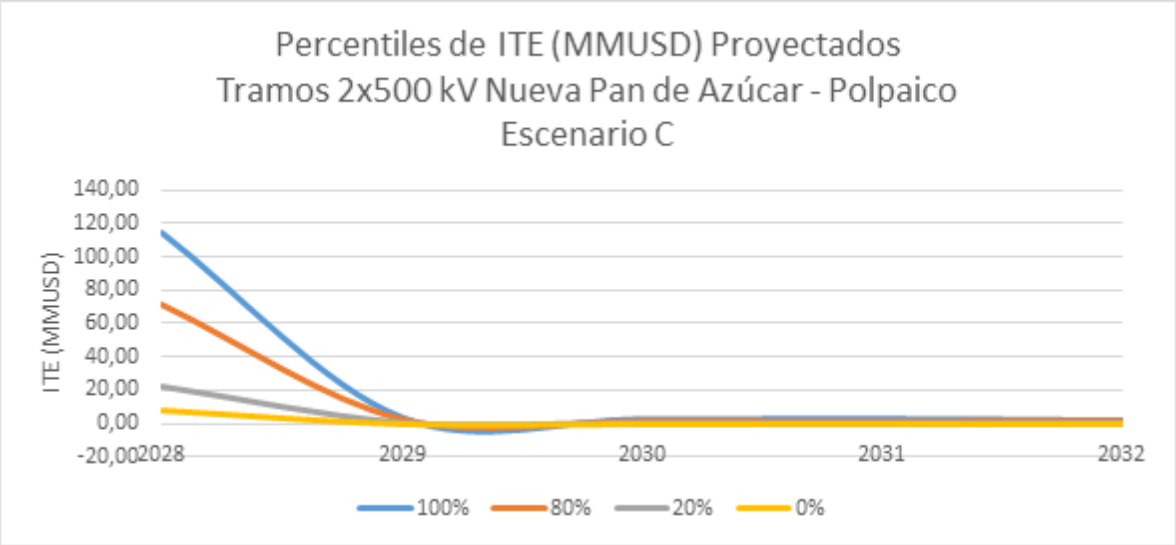


Figura 6-64. Percentiles de IT de energía por año en el quinquenio 2028-2032 en el tramo 2x500 kV Los Changos - Parinas, todas las hidrologías, Escenario C.

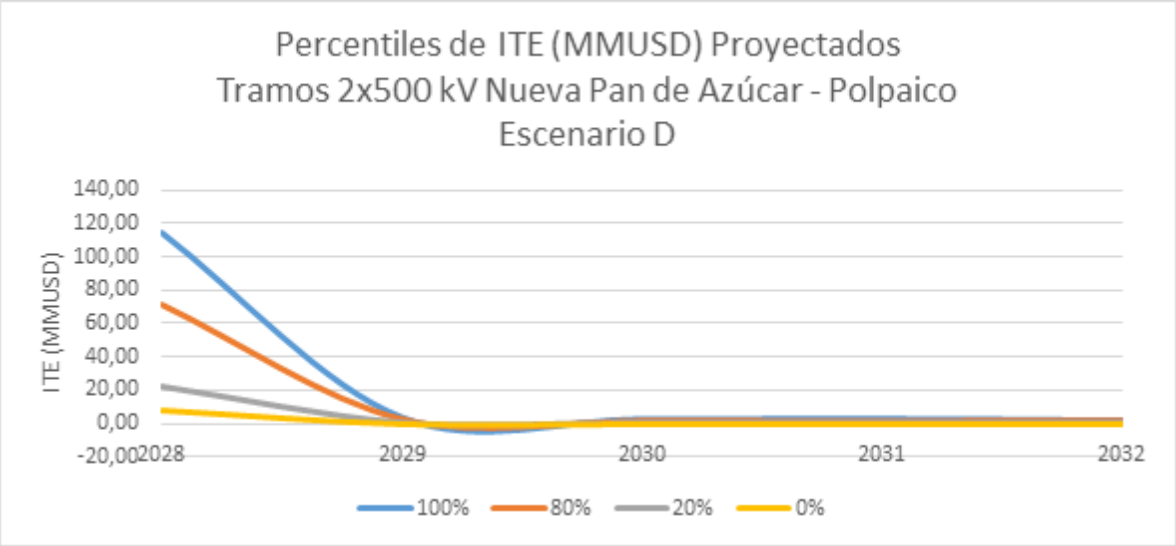


Figura 6-65. Percentiles de IT de energía por año en el quinquenio 2028-2032 en el tramo 2x500 kV Los Changos - Parinas, todas las hidrologías, Escenario D.

De las presentes figuras, se observa una alta variabilidad en los IT de energía de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, en particular para el año 2028. En este caso, para el año con mayor IT de energía, el promedio corresponde a $\bar{X}$=23,8 MMUSD con una desviación estándar σ=12,3 MMUSD.

En resumen, el análisis de los resultados de los percentiles de los IT de energía sobre la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, indica que:

- Existen congestiones en el tramo, especialmente durante el año 2028.
- La puesta en servicio del Proyecto HVDC, disminuye las congestiones en la línea.
- Los resultados son consistentes con los flujos esperados que se presentan en la sección del diagnóstico.

6.7 ANÁLISIS DE OBRAS DESIERTAS EN PROCESOS DE LICITACIÓN

Como se han mencionado en la sección de Diagnóstico, existen diversos proyectos en distintas zonas del SEN que no se encuentran en construcción producto de la declaración desierta de sus procesos de licitación. A modo de resumen el set de tablas, tabla 6-80 a la tabla 6-82, enlista los proyectos con declaración de licitación desierta, junto con la recomendación del Coordinador respecto a la aplicación del Artículo 102° de la Ley para asegurar el abastecimiento de la demanda en el cortísimo plazo, según lo estipulado en la Res. Ex. 360/217 del Ministerio de Energía.

Tabla 6-80. Proyectos de la zona Arica – Diego de Almagro y Diego de Almagro - Quillota, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	293	Ampliación	Nuevo transformador en S/E Illapel	Nueva licitación
2	293	Ampliación	Ampliación en S/E Caldera	Nueva licitación
3	293	Ampliación	Ampliación en S/E Cerrillos	Nueva licitación
4	293	Ampliación	Ampliación en S/E Atacama Kozán	Nueva licitación
5	4	Nueva	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones – Punta Padrones	Nueva licitación
6	4	Nueva	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos – Atacama Kozán	Nueva licitación
7	198	Ampliación	Ampliación en S/E Ovalle	Nueva licitación

Tabla 6-81. Proyectos de la zona Alto Jahuel – Charrúa, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	418	Ampliación	Ampliación S/E La Esperanza	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
2	418	Ampliación	Ampliación SE Paniahue	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
3	418	Ampliación	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
4	418	Ampliación	Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte	Nueva licitación
5	418	Ampliación	Ampliación SE Nancagua	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
6	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, Segmento Tap Rengo - Pelequén	Nueva licitación
7	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	Nueva licitación
8	293	Ampliación	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
9	293	Ampliación	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
10	293	Ampliación	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	Requiere Proyecto vía Artículo 102°

11	293	Ampliación	Ampliación S/E El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
12	293	Ampliación	Ampliación S/E La Esperanza	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
13	293	Ampliación	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo– Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Nueva licitación
14	293	Ampliación	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua	Nueva licitación
15	198	Ampliación	Ampliación S/E El Manzano	Nueva licitación
16	198	Ampliación	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
17	198	Ampliación	Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
18	198	Ampliación	Ampliación en S/E Nirivilo	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
19	198	Ampliación	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	Requiere Proyecto vía Artículo 102°
20	4	Nueva	Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	Requiere Proyecto vía Artículo 102°

Tabla 6-82. Proyectos de la zona Charrúa - Chiloé, cuyas licitaciones han sido declaradas desiertas y, recomendación del Coordinador.

N°	Dec. Ex.	Tipo de Obra	Proyecto	Recomendación
1	418	Nueva	Nueva Subestación Trébol	Nueva licitación
2	418	Nueva	Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejército	Nueva licitación
3	418	Nueva	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito.	Nueva licitación

De las obras resumidas en la tabla 6-81, tres (3) de ellas tendrán modificación en su alcance y/o ejecución, dada las nuevas obras aprobadas por la CNE mediante la aplicación del Artículo 102° de la Ley, según se presenta en la tabla 6-83.

Tabla 6-83. Obras presentadas vía Artículo 102° de la Ley, autorizadas por la CNE para su construcción.

N°	Proyecto vía Artículo 102°	Reemplaza principalmente a
1	Obra Urgente SE Fuentecilla 66/15 kV 30 MVA Res. Ex. N°467 del 10 de diciembre de 2020	Ampliación SE San Vicente de Tagua Tagua, DE N°418/2017
2	Obra Urgente SE Santa Cruz 66/13,2 kV 30 MVA Res. Ex. N°469 del 14 de diciembre de 2020	Ampliación SE Paniahue, DE N°418/2017
3	Obra Urgente SE Puquillay 66/13,2 kV 16 MVA Res. Ex. N°468 del 14 de diciembre de 2020	Ampliación SE Nancagua, DE N°418/2017

6.8 ANÁLISIS DE POTENCIA FIRME EN SSEE ZONALES

Se han identificado, de acuerdo con los criterios de planificación de la transmisión zonal, distintas SS/EE que abastecen tanto capitales regionales como demandas caracterizadas de densidad media y alta. Al respecto, se realiza el siguiente análisis de potencia firme, que permite identificar requerimientos en transformación para asegurar el abastecimiento de la demanda en condición N-1 de transformadores. La tabla 6-84 muestra el análisis de potencia firme para cada subestación, en el que se ha considerado como criterio una sobrecarga del 20% en el(los) transformador(es) sano(s), ante una contingencia N-1 en transformación. Por ejemplo, en la S/E Alameda, el caso más crítico es una contingencia N-1 del transformador Alameda 66/15 kV 40 MVA T3. En este caso, el abastecimiento disponible queda dado a través de las dos unidades restantes que suman 50 MVA; por lo tanto, se asume que la potencia máxima corresponde a la de una sobrecarga admisible del 20% sobre los 50 MVA, esto es, 60 MVA.

Tabla 6-84. Análisis de potencia firme en SS/EE que alimentan capitales regionales y demandas con densidad media y densidad alta.

Zona	S/E	Transformador 1	Transformador 2	Transformador 3	Potencia total	Potencia Firme + 20%	Demanda Máxima Coincidente	Observaciones
Arica – Diego de Almagro	Alto Hospicio	ALTO HOSPICIO 110/13,8 kV 30 MVA	-	-	30	0	22,2	Se incluye en análisis de Zona Iquique.
	Calama	CALAMA 105/23 kV N°1 33 MVA	CALAMA 110/23 kV Nº4 33 MVA	CALAMA 105/23 kV 30 MVA (Nuevo)	96	75,6	64,8	Sin observaciones.
	Centro	CENTRO 110/23 kV N°1 41 MVA	CENTRO 110/13,8 kV N°2 41 MVA	CENTRO 110/23-13,8 kV 50 MVA (Nuevo)	132	98,4	69,2	Sin observacione.
	Cerro Dragón	CERRO DRAGÓN 110/13,8 kV 33 MVA	-	-	33	0	26,8	Se incluye en análisis de Zona Iquique.
	Chinchorro	CHINCHORRO 66/13,8 kV 30 MVA	CHINCHORRO 66/13,8 kV 16 MVA (Nuevo)	-	46	19,2	28,7	Se incluye en análisis de Zona Arica.
	Palafitos	PALAFITOS 110/13,8 kV 33 MVA	PALAFITOS 110/13,8 kV 40 MVA (Nuevo)	-	73	39,6	31,5	Sin observaciones.
	Pukará	PUKARÁ 66/13,8 kV N°1 21 MVA	PUKARÁ 66/13,8 kV N°2 21 MVA	-	42	25,2	38,6	Se incluye en análisis de Zona Arica.
Diego de Almagro – Quillota	Copiapó	COPIAPÓ 110/13,8 kV 15-20-24 MVA 2	COPIAPÓ 110/13,8 kV 15-20-24 MVA 2	-	55	30	36,2	Se propone un nuevo transformador.
	Ovalle	OVALLE 66/24 kV 30 MVA	OVALLE 66/24 kV 30 MVA 2	-	60	36	41,13	Se propone un nuevo transformador.
	Pan de Azúcar	PAN DE AZÚCAR 110/13,8 kV 30 MVA	PAN DE AZÚCAR 110/13,8 kV 30 MVA T11	PAN DE AZÚCAR TR1 110/110 kV 48 MVA 1U	108	72	47,0	Sin conexión en barra MT.
	San Joaquín	SAN JOAQUÍN 110/13,2 kV 30 MVA 1	SAN JOAQUÍN 110/13,2 kV 30 MVA 2	SAN JOAQUÍN 110/13,2 kV 30 MVA Nuevo	90	72	58,87	Sin conexión en barra MT.
Quinta	Los Placeres	LOS PLACERES 110/12 kV 30 MVA 1	LOS PLACERES 110/12 kV 25 MVA 2	-	55	30	41	Se propone un nuevo transformador.
	Peñablanca	PEÑABLANCA 115/24,5/13,2 kV 30 MVA	-	-	30	0	23	Se propone un nuevo transformador.
	Reñaca	REÑACA 110/12 kV 22,5 MVA 1	REÑACA 110/12 kV 30 MVA 2	-	52,5	27	40	Se propone un nuevo transformador.
	San Pedro	SAN PEDRO 110/12 kV 30 MVA 1	SAN PEDRO 110/12 kV 25 MVA 2	-	55	30	44	Se propone un nuevo transformador.
Región Metropolitana	Mariscal	MARISCAL 110/12 kV 50 MVA 1	-	-	50	0	31	Se propone un nuevo transformador.
	Ochagavía	OCHAGAVÍA 110/12 kV 40 MVA T1	OCHAGAVÍA 110/12 kV 50 MVA T2	-	90	48	54	Se propone un nuevo transformador.
Alto Jahuel - Charrúa	Alameda	ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T1	ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T2	ALAMEDA 66/15 kV 40 MVA T3	90	60	43,5	Requiere normalización de paños seccionadores.
	Bajo	MELIPILLA 110/13,8 kV	MELIPILLA 115/25-13,4 kV	-	55	30	27,7	Posee potencia firme.

	Melipilla	25 MVA T1	30 MVA T3					
	Buin	BUIN 66/15 kV 30 MVA T1	BUIN 66/15 kV 30 MVA T2	-	60	36	42,2	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Cachapoal	CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T1	CACHAPOAL 66/15 kV 25 MVA T2	'-	50	30	46,7	Sin potencia firme y requiere normalización de paños AT y MT para independencia de transformadores.
	Chacahuín	CHACAHUÍN 66/15 kV 30 MVA T2	-	-	30	0	21,1	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Chillán	CHILLÁN 66/15 kV 25 MVA T1	CHILLÁN 66/15 kV 30 MVA T2	-	55	30	30,3	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Chillán	CHILLÁN 66/13,8 kV 30 MVA T4	-	-	30	0	18	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Curicó	CURICÓ 66/13,8 kV 2x5,6 MVA T3	CURICÓ 66/13,8 kV 25 MVA T4	-	36,2	13,44	15,8	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Curicó	CURICÓ 66/13,2 kV 25 MVA T1	CURICÓ 66/13,2 kV 30 MVA T2	CURICÓ 66/13,2 kV 30 MVA T5	85	66	53,9	Posee potencia firme. Requiere paño seccionador en MT
	Isla de Maipo	ISLA DE MAIPO 66/12 kV 25 MVA T1	ISLA DE MAIPO 66/12 kV 11,2 MVA T2	-	36,2	13,44	22,7	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Isla de Maipo	ISLA DE MAIPO 66/23 kV 30 MVA T3	-	-	30	0	22,7	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	Molina	MOLINA 66/15 kV 30 MVA T1	MOLINA 66/MT kV 30 MVA T2	-	60	36	20,9	Sin observaciones
	San Vicente de Tagua Tagua	SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 18,7 MVA T1	SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 25 MVA T2	-	43,7	22,44	47,2	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.
	San Vicente de Tagua Tagua	SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 30 MVA T1	SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 25 MVA T2	-	55	30	47,2	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT. Este cálculo asume reemplazo de transformador según obra de DE N°418/2017.
	Santa Elvira	SANTA ELVIRA 66/15 kV 25 MVA T1	SANTA ELVIRA 66/15 kV 25 MVA T2	SANTA ELVIRA 66/15 kV 50 MVA TX	100	60	40,6	Posee potencia firme. Requiere paño seccionador en MT.
	Talca	TALCA 66/15 kV 30 MVA T1	TALCA 66/15 kV 30 MVA T2	TALCA 66/15 kV 30 MVA T4	90	72	54,7	Posee potencia firme. Requiere paño seccionador en MT.
	Talca	TALCA 66/13,8 kV 10 MVA T3	-	-	10	0	7,3	Sin potencia firme y requiere paño seccionador en MT.

Charrúa - Chiloé	Chivilcán	CHIVILCÁN 66/15 kV 25 MVA 2	CHIVILCAN 66/15 kV 30 MVA 1	CHIVILCÁN 66/15 kV 22.5 MVA	77,5	57	47,6	Posee potencia firme
	Las Encinas	LAS ENCINAS 66/15 kV 25 MVA 1	LAS ENCINAS 66/15 kV 25 MVA 2	-	50	30	30,8	Sin potencia firme
	Pumahue	PUMAHUE 69/15 kV 25 MVA 1	Pumahue 66/15 kV 30 MVA	-	55	30	23,7	Posee potencia firme
	Padre Las Casas	PADRE LAS CASAS 69/15.3 kV 30 MVA	-	-	30	0	18,7	Sin potencia firme
	Perales	PERALES 66/15 kV 25 MVA 1	PERALES 66/15 kV 25 MVA 2	-	50	30	37,4	Sin potencia firme
	Talcahuano	TALCAHUANO 154/15 kV 18.7 MVA 3	TALCAHUANO 66/15 kV 22.5 MVA 5	-	41,2	22,44	26	Sin potencia firme
	Chiguayante	CHIGUAYANTE 66/15 kV 16.6 MVA 2 (30 MVA)	CHIGUAYANTE 66/24-15kV 18,7 MVA 1	-	48,7	22,44	26,2	Sin potencia firme
	Los Ángeles	LOS ÁNGELES 69/15.3 kV 30 MVA 4	LOS ANGELES 69/15 kV 25 MVA 3	LOS ÁNGELES 66/15 kV 30 MVA	75	54	31,7	Posee potencia firme
	Loma Colorada	LOMA COLORADA 66/15 kV 25 MVA 1	LOMA COLORADA 66/15 kV 30 MVA		50	30	20,4	Posee potencia firme
	Osorno	OSORNO 66/23 kV 30 MVA 1	OSORNO 66/24 kV 30 MVA 2	OSORNO 66/24 kV 30 MVA 3	90	72	42,8	Posee potencia firme
	Melipulli	MELIPULLI 230/24 kV 60 MVA 33	MELIPULLI 230/24 kV 60 MVA 44	Nuevo Transformador en Puerto Montt 60 MVA	180	144	100,7	Posee potencia firme
	Picarte	PICARTE 66/24/13.8 kV 30 MVA 1	PICARTE 66/24/13.8 kV 30 MVA 2		60	36	35,8	Posee potencia firme
	Andalién	ANDALIEN 66/15 kV 25 MVA 1	ANDALIEN 66/15 kV 25 MVA 2	-	50	30	35,1	Sin potencia firme
	Colo Colo	COLO COLO 66/15 kV 30 MVA 1	COLO COLO 66/15 kV 30 MVA 2	-	60	36	41,6	Sin potencia firme
	Ejército	EJERCITO 66/15 kV 25 MVA 1	EJERCITO 66/15 kV 25 MVA 2	-	50	30	29,6	Posee potencia firme
	Pitrufquén 1	PITRUFQUEN 66/13,2 kV 10 MVA 3	-	-	10	0	6,8	Sin potencia firme
	Pitrufquén 2	PITRUFQUEN 66/24-13,8 kV 20 MVA 2	-	-	20	0	7,6	Sin potencia firme
	Pitrufquén 3	PITRUFQUEN 69/15 kV 10 MVA 1	-	-	10	0	6,7	Sin potencia firme
	Cabrero 1	CABRERO 69/13.8 kV 16 MVA 1	-	-	16	0	7,1	Sin potencia firme
	Cabrero 2	CABRERO 69/24-12 kV 16 MVA 2	-	-	16	0	10,5	Sin potencia firme

Respecto a la tabla 5-78 y el estado de las distintas SS/EE, se observa que:

- Dado que durante el año 2024 se estima la puesta en servicio del transformador Santa Elvira 66/15 kV 50 MVA, entonces CGE debe traspasar 6 MVA desde la S/E Chillán a la S/E Santa Elvira para poder obtener potencia firme en la S/E Chillán.

- En el caso del transformador Chillán 66/13,8 kV 30 MVA T4, una alternativa de potencia firme es un nuevo transformador AT/MT en la S/E Monterrico.

- En la S/E Curicó, CGE debiera unir las barras AT/MT asociadas a sus tres transformadores T1, T2 y T5, con el fin de proveer potencia firme.

- Respecto a los transformadores T3 y T4 de la S/E Curicó de la Cooperativa Eléctrica Curicó, se advierte que no hay potencia firme, aunque se incluya un paño seccionador entre ellos.

- En el caso de los transformadores de San Vicente de Tagua Tagua, se advierte que, aunque se reemplace el transformador actual de 18,7 MVA por uno de 30 MVA como lo establece el DE N°418/2017, no se obtiene potencia firme en la S/E.

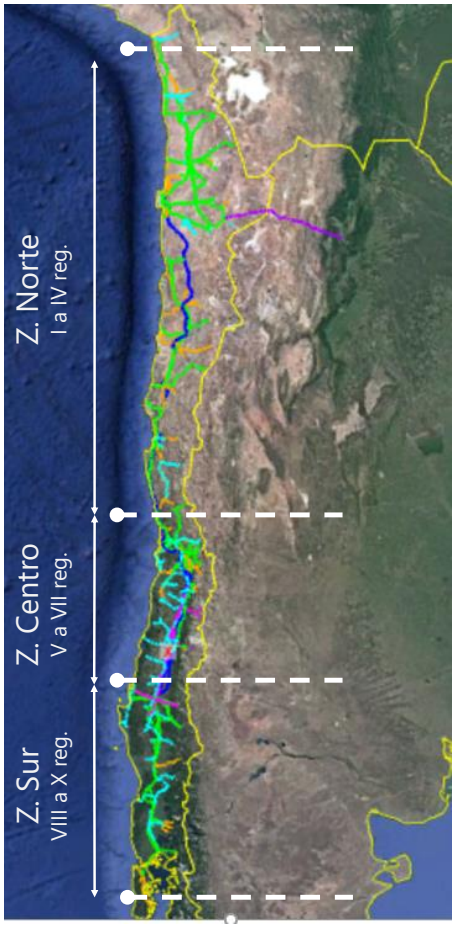
- El análisis desarrollado deja en manifiesto las necesidades de expansión en la red para contar con potencia firme en transformación en las siguientes subestaciones:

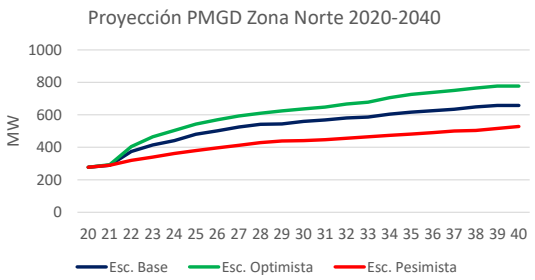
    - Padre las Casas.
    - Talcahuano.
    - Chiguayante.
    - Andalién.
    - Colo Colo.
    - Pitrufquén.
    - Cabrero.

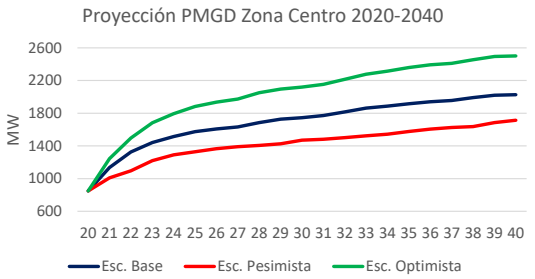
    Al respecto, en la presente propuesta se desarrollan proyectos que tienen como objetivo otorgar potencia firme a las subestaciones indicadas; sin embargo, en el caso particular de la subestación Pitrufquén, la solución será propuesta en el complemento a este informe a emitir a fines del primer semestre del presente año.

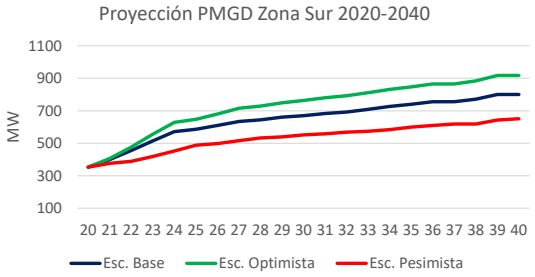
6.9 ANÁLISIS DE DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS POR GENERACIÓN DE PMGD

El análisis de la proyección de PMGD 2020-2040 para un escenario base de proyección PMGD se muestra en el set de figuras, figura 6-66 a la figura 6-69. Este análisis permite obtener una primera mirada respecto a aquellas obras necesarias para evitar restricciones en el sistema de transmisión. Durante el desarrollo del Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se ha programado la evaluación de las obras respectivas que otorgan soluciones a las restricciones identificadas.







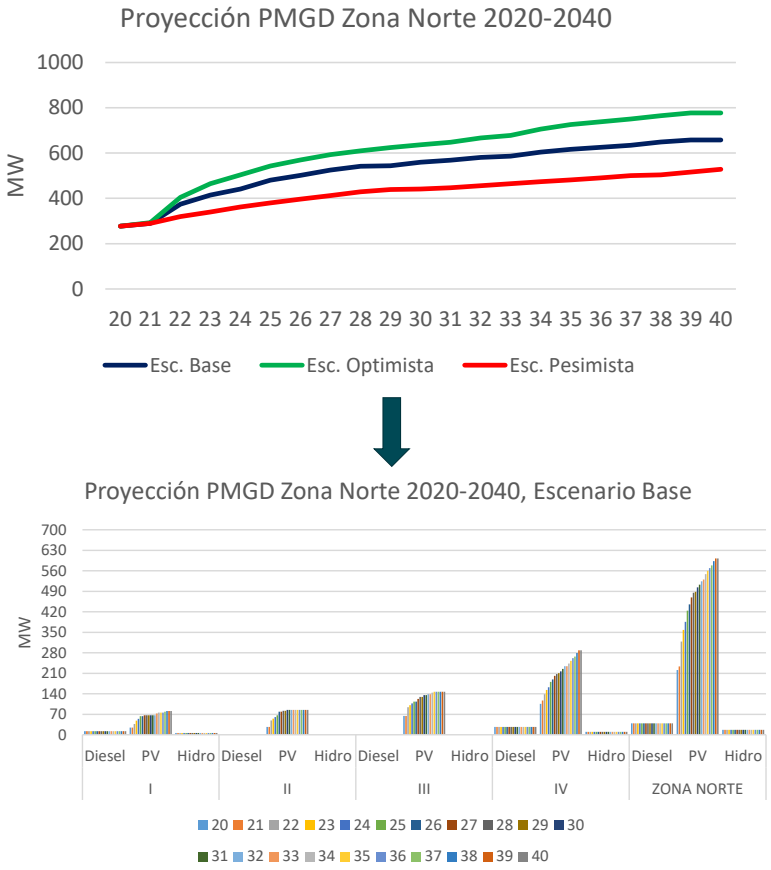


- **1° región** posee un alto potencial para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y muy pocos proyectos operativos (43 MW).
- **2° región** posee buenas condiciones para el desarrollo de proyectos renovables. Actualmente hay sólo 27 [MW] fotovoltaicos operativos.
- **3° región** presenta un mayor interés para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos (64 MW). Aún existen S/E sin PMGD conectados.
- **4° región** es la que posee el mayor interés en esta zona para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y Diesel (151 MW operativos).

- **5° región** posee una distribución homogénea de PMGD conectados en las distintas subestaciones, con excepción de algunas zonas de mayor interés. Actualmente existen 204 [MW]operativos.
- **RM** posee la mayor capacidad de transformadores zonales en el SEN y un alto potencial para el desarrollo de proyectos en las zonas periféricas de la ciudad. Actualmente hay 302 [MW] operativos.
- **6° región** posee una distribución homogénea de PMGD conectados en las distintas subestaciones, con excepción de algunas zonas de mayor interés. Actualmente existen 250 [MW] operativos.
- **7° región** ha aumentado considerablemente el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en los últimos años, sin embargo existe bastante capacidad disponible en las subestaciones zonales. Actualmente existen 252 [MW] operativos.

- **16° región de Ñuble** existe una alta demanda en determinados transformadores zonales, lo cual favorece el desarrollo de proyectos PMGD en esta zona. Actualmente hay 56,5 [MW] conectados.
- **8° región** posee un alto potencial para el desarrollo de proyectos de diversas tecnologías. Actualmente hay 131 [MW] operativos.
- **9° y 10°** región poseen un alto potencial para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y Diesel. Actualmente hay 53 [MW] y 90 [MW] operativos respectivamente.

Figura 6-66. Análisis de la proyección PMGD 2020 – 2040 (Escenario Base).



Región de Arica y Parinacota:

- ✓ Sólo hay proyectos PMGD conectados en S/E Chapiquiña.
- ✓ SS/EE Chinchorro, Quiani y Pukara poseen capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Región de Tarapacá:

- ✓ S/E Pozo Almonte posee inversión de flujos desde distribución a Transmisión en horas de máxima inyección Fotovoltaica. Al año 2022 esta S/E tendrá un nuevo Transf. de 30 [MVA].
- ✓ Se estima que existirá un mayor interés por la conexión de proyectos PMGD en las SS/EE Lagunas y Pozo Almonte. El resto de las subestaciones poseen un menor desarrollo de este tipo de proyectos.

Región de Antofagasta:

- ✓ Sólo hay proyectos PMGD conectados en S/E Calama.
- ✓ SS/EE Armazones, Tap Off La Negra y Uribe poseen capacidad para la conexión de nuevos PMGD.
- ✓ Se estima que existirá un mayor interés por la conexión de proyectos PMGD desde el año 2022 en adelante en las SS/EE Calama, Uribe y Armazones.

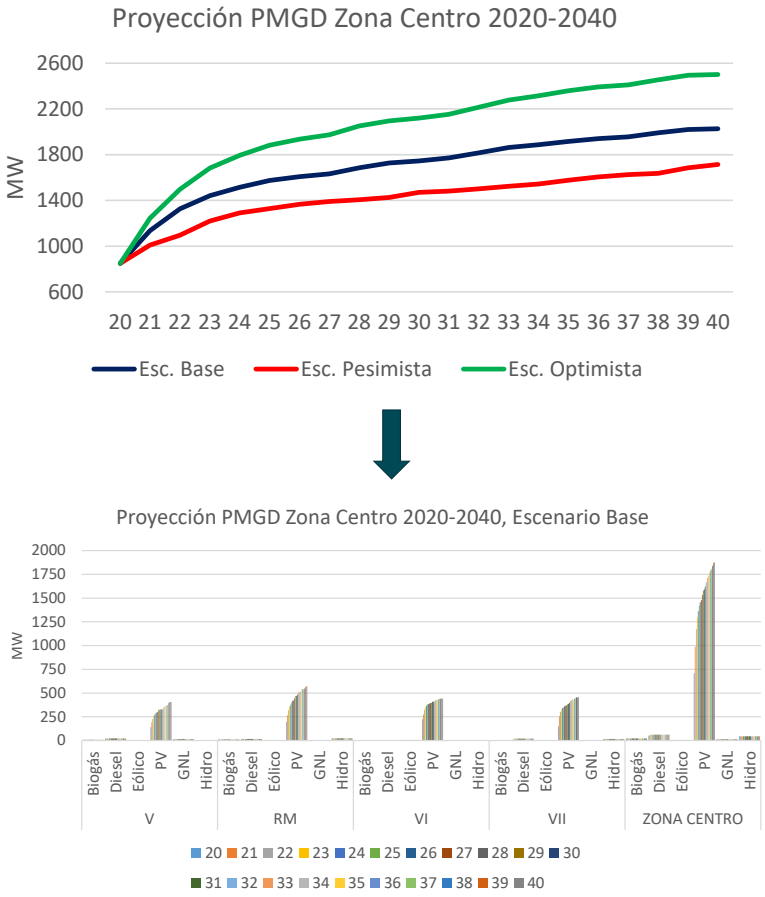
Región de Atacama:

- ✓ S/E Hernan Fuente, Incahuasi y Los Loros se encuentran con una alta cargabilidad de PMGD al año 2020. Actualmente en las SS/EEE Hernan Fuente y Los Loros existe inversión de flujos desde distribución a transmisión en horas de máxima inyección fotovoltaica.
- ✓ SS/EE Caldera, Cerrillos, Copiapó y Vallenar poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD. Mientras que las SS/EE Diego de Almagro y El Salado aún existe capacidad disponible para la conexión de nuevos proyectos.

Región de Coquimbo:

- ✓ S/E Combarbalá e Illapel poseen una alta cargabilidad de PMGD al año 2020. Actualmente en S/E Combarbalá existe inversión de flujo desde distribución a transmisión en horas de máxima inyección fotovoltaica. Al año 2023 la S/E Illapel tendrá un nuevo transformador de 30 [MVA].
- ✓ SS/EE Marquesa, Monte Patria, Ovalle y Illapel tienen proyectos PMGD conectados que sobrepasan el 60% de la capacidad instalada de los transformadores zonales de cada subestación.
- ✓ SS/EE Punitaqui, Salamanca, Vicuña, Peñón y Compañías poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Figura 6-67. Análisis de la proyección PMGD Zona Norte (I a IV Región), horizonte 2020 – 2040.



Región de Valparaíso

- ✓ S/E Cabildo se encuentra con una alta cargabilidad de PMGD. Actualmente esta subestación posee inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.
- ✓ SS/EE Concón, El Melón, La Calera, Las Vegas, Los Placeres, Mayaca, Miraflores, Peñablanca, Placilla, Quilpué, San Antonio, San Rafael y Valparaíso poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.
- ✓ Al año 2021 las SS/EE Casablanca, Catemu, Panquehue, Quinquimo y San Jerónimo tendrán una cargabilidad de PMGD entre un 50% y 70%.

Región Metropolitana:

- ✓ SS/EE El Paico y Rungue poseen una alta cargabilidad de PMGD al año 2021, alcanzando valores de un 103% y 86% respectivamente.
- ✓ SS/EE Alhue, Batuco, Curacaví, El Monte, Fátima, Isla de Maipo, Lo Boza, Maipú, Malloco, Pirque, Puente Alto, Punta Peuco, San Bernardo, Santa Marta y Santa Rosa poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.
- ✓ S/E Bollenar, El Peumo, La Arañas y Mandinga se proyecta un incremento significativo de proyectos PMGD en el horizonte de evaluación.

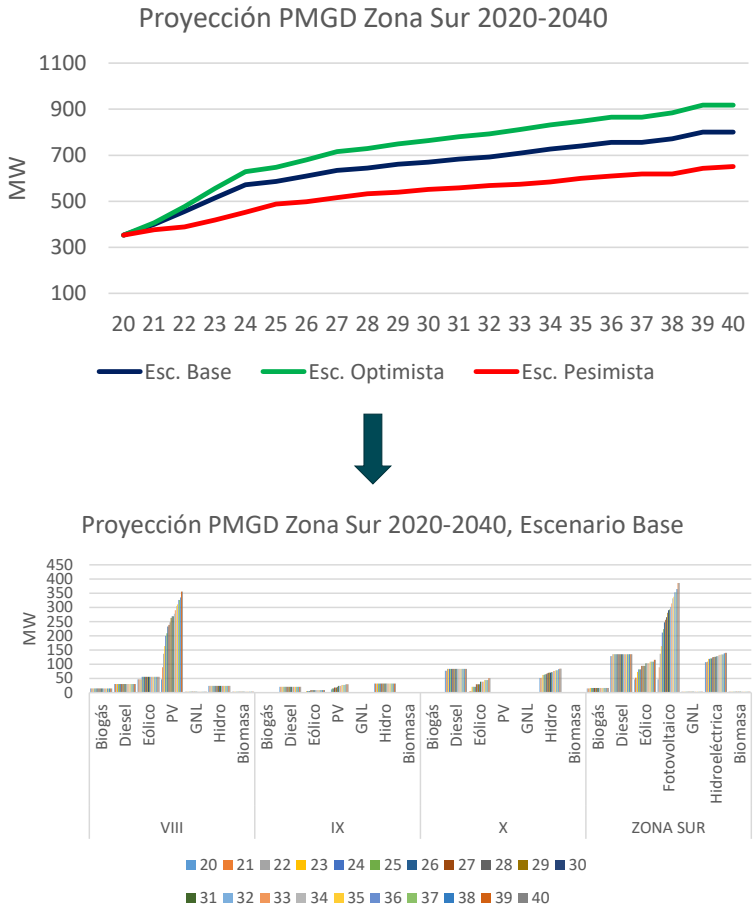
Región de O'Higgins:

- ✓ Al año 2020 las SS/EE El Manzano, Marchigue, La Esperanza, Nancagua, Portezuelo, Ranguili y Quelentaro, se encuentran con una alta cargabilidad de proyectos PMGD. Actualmente en las SS/EE El Manzano y La Esperanza existe inversión de flujos desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica.
- ✓ SS/EE Alcones, Chumaquito, Colchagua, Las Cabras, Lo Miranda, Loreto, Machalí, Malloa, Rosario, San Francisco de Mostazal y San Vicente de Tagua Tagua, poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Región del Maule:

- ✓ SS/EE La Palma, Panimávida y Villa Alegre se encuentran con una alta cargabilidad de proyectos PMGD.
- ✓ SS/EE Cauquenes, Curicó, Linares Norte, Longaví, Molina, Nirivilo, Parral, Paso Hondo, Rauquen, San Clemente, San Rafael, Teno y Yerbas Buenas poseen capacidad para la conexón de PMGD.

Figura 6-68. Análisis de la proyección PMGD Zona Centro (V a VII Región), horizonte 2020 – 2040.



Región de Ñuble:

- ✓ Al año 2022 se estima que la S/E Cocharcas, Santa Elisa y Tres Esquinas tendrán una alta cargabilidad de proyectos PMGD. Con respecto a las demás subestaciones evaluadas, se estima que desde el año 2022 en adelante gran parte de estas alcanzarán cargabilidades de PMGD superiores al 60%.
- ✓ SS/EE Chillan, Cocharcas, Hualte, Quirihue, San Carlos, Santa Elisa y Santa Elvira poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Región del Bio-Bio:

- ✓ Actualmente las SS/EE Pangue y Lebu se encuentran con una alta cargabilidad de PMGD.
- ✓ Se proyecta un mayor desarrollo de PMGD en las SS/EE Cabrero, El Avellano y Negrete.
- ✓ SS/EE Andalien, Cabrero, Duqueco, El Avellano, Loma Colorada, Los Angeles, Penco y Picoltue poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Región de la Araucanía:

- ✓ S/E Licanco se encuentra con una alta cargabilidad de proyectos PMGD hidroeléctricos, los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 11,7 MW.
- ✓ SS/EE Angol, Curacautín, Enlace Imperial, Lautaro, Los Sauces, Pitrufquén y Villarrica poseen una amplia capacidad para la conexión de PMGD.

Región de Los Ríos:

- ✓ Actualmente la S/E Pilmaiquén se encuentra con una alta cargabilidad de proyectos PMGD hidroeléctricos, los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 7,2 MW.
- ✓ SS/EE Chirre, La Unión, Panguipulli y Pichirrupulli posen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Región de Los Lagos:

- ✓ Actualmente la S/E Aihuapi posee una alta cargabilidad de proyectos PMGD hidroeléctricos y eólicos, los cuales poseen una capacidad instalada conjunta de 12,4 MW.
- ✓ SS/EE Ancud, Chonchi, Melipulli, Osorno, Pichil, Puerto Montt, Puertos Varas y Purranque poseen una amplia capacidad para la conexión de nuevos PMGD.

Figura 6-69. Análisis de la proyección PMGD Zona Centro (V a VII Región), horizonte 2020 – 2040.

6.10 ANÁLISIS DEL SEN POR ZONA

6.10.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

6.10.1.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.1.1.1 ANÁLISIS ZONA IQUIQUE

La provincia de Iquique se encuentra en la Región de Tarapacá y se compone de la comuna homónima y de Alto Hospicio, posee una superficie de 2.835 km^2 y una población de 200.000 personas aproximadamente. La figura 6-70 muestra una vista aérea de la zona de Iquique.

Figura 6-70. Zona de Iquique.

El sistema de transmisión zonal se compone de las SS/EE Alto Hospicio, Cerro Dragón, Palafitos y Pacífico de 110/13,8 kV alimentadas desde S/E Cóndores a través de líneas radiales de 110 kV.

Las SS/EE Alto Hospicio, Cerro Dragón y Palafitos poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos, además, exceptuando S/E Alto Hospicio, estas se encuentran abasteciendo la Capital Regional de Iquique. Por otro lado, la S/E Pacífico posee una baja densidad de clientes y consumo.

A partir de la metodología descrita en la sección 4.3, las SS/EE Alto Hospicio, Cerro Dragón y Palafitos son clasificadas en la Zona de Densidad Media y de Capitales Regionales, requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen, debido a su importancia relativa, dada por sus características de consumo.

Los criterios coherentes a esta zona se presentan en la tabla 6-85:

Tabla 6-85. Detalles Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.

Zona	SSEE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales: • 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes.	N-1	N-1	Potencia Firme

6.10.1.1.1.1 CONDICIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

Actualmente el sistema de transmisión zonal que abastece esta provincia se compone por 4 SS/EE primarias alimentadas por simple circuito desde S/E Cóndores. Para las subestaciones primarias el esquema en alta tensión es de interruptor más desconectador, sin barra para la conexión de los paños. Las barras en media tensión son simples a excepción de S/E Palafitos, que posee una barra simple seccionada. Cada subestación primaria posee actualmente solo un transformador sin compensación de reactivos.

El Plan de Expansión de la Transmisión 2019 (RE252/2020) contiene un nuevo transformador en S/E Palafitos que incluye la construcción de una barra en 110 kV y la normalización de la conexión del transformador existente (DE171/2020).

Por otro lado, S/E Cóndores posee tres bancos monofásicos más uno de respaldo, configuración de barra seccionada más barra de transferencia en 220 kV y barra simple en 110 kV. También posee compensación de reactivos en el terciario a través de dos bancos de condensadores de 15 MVAr y un reactor de 30 MVAr.

Actualmente en el DE 418/2017, se incluye la normalización del patio de 110 kV de S/E Cóndores, que considera la construcción de una nueva barra de transferencias, junto con sus paños acopladores y las conexiones de los autotransformadores existentes.

La figura 6-71 muestra un diagrama unilineal del sistema de transmisión zonal de Iquique.

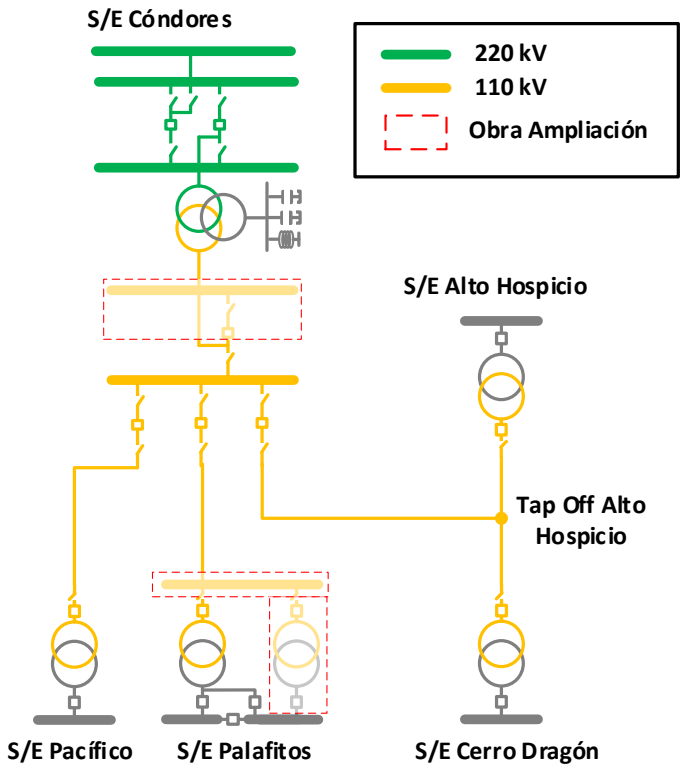


Figura 6-71. Diagrama Unilineal Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

La situación actual de las subestaciones primarias se resume en la tabla 6-86.

Tabla 6-86: Características de suministro Provincia de Iquique

	S/E Alto Hospicio	S/E Cerro Dragón	S/E Palafitos	S/E Pacífico
Zona	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Densidad Baja
Suministro AT	Alimentación simple circuito. Línea 110 kV Aérea: Cóndores – TO Alto Hospicio – Alto Hospicio	Alimentación simple circuito. Línea 110 kV Aérea: Cóndores – TO Alto Hospicio – Cerro Dragón	Alimentación simple circuito. Línea 110 kV Aérea: Cóndores – Palafitos	Alimentación simple circuito. Línea 110 kV Aérea: Cóndores – Pacífico
Patio AT	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador

	S/E Alto Hospicio	S/E Cerro Dragón	S/E Palafitos	S/E Pacífico
Transformación	Tr1: 30 MVA 110/13,8 kV - CTBC	Tr1: 33 MVA 110/13,8 kV - CTBC	Tr1: 33 MVA 110/13,8 kV - CTBC	Tr1: 33 MVA 110/13,8 kV - CTBC
Patio MT	Barra simple – Parrón. Sin BBCC	Barra simple – Parrón. Sin BBCC	Barra simple Seccionada – Parrón. Sin BBCC	Barra simple – Parrón. Sin BBCC
Suministro Distribución	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos

6.10.1.1.1.2 DIAGNÓSTICO DE SEGURIDAD

Los consumos encontrados en esta zona, a excepción de S/E Pacífico, son de una densidad media respecto a su demanda punta y al número de clientes abastecidos. Esto en relación con todos los puntos de suministro encontrados en el país, tal como se describe en la metodología descrita en la sección 4.3.

Estas características de los consumos requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a los requerimientos identificados, lo cual se muestra en la tabla 6-87 y la tabla 6-88.

Tabla 6-87. Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Cóndores – Tap Off Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Cerro Dragón	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Palafitos	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Pacífico	N	N

Tabla 6-88. Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Alto Hospicio	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Cerro Dragón	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Palafitos	Potencia Firme (DE171/2020)	Potencia Firme
S/E Pacífico	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

6.10.1.1.1.3 PROPUESTA DE OBRAS

A partir del Diagnóstico de Seguridad se identifica la necesidad de obras que permitan cumplir con el criterio N-1 y Potencia Firme.

Dadas las condiciones de diseño actuales de las subestaciones en esta zona, se requieren intervenciones profundas para cumplir con los requerimientos de confiabilidad identificados. Es por esto que se estudia la integración de una nueva subestación en la zona de manera de dar una solución de largo plazo a los problemas de seguridad.

Debido a las condiciones del terreno en donde se emplaza S/E Alto Hospicio, se ha considerado más razonable la incorporación de un nuevo transformador en dicha subestación.

Como solución para la zona costera se contempla una nueva subestación denominada S/E Nueva Palafitos con dos transformadores 110/13,8 kV de 30 MVA, que tomen al menos 35% demanda de S/E Cerro Dragón y S/E Palafitos en condición normal y permita dar respaldo ante fallas, así como dar espacio para el crecimiento de esta zona, todo lo anterior en a lo menos un horizonte de 20 años.

Para cumplir con el criterio N-1, se propone una nueva línea desde de 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, que permita evitar cualquier desprendimiento de demanda ante contingencias simples en esta zona.

Las obras propuestas se enlistan a continuación y en la figura 6-72, se detalla el sistema proyectado.

- Subestación Nueva Palafitos
- Nuevo Transformador 110/13,8 kV 30 MVA en S/E Alto Hospicio
- Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos
- Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores
- Normalización y Ampliación Patio de 110 kV S/E Alto Hospicio
- Normalización y Ampliación Patio de 110 kV S/E Cerro Dragón

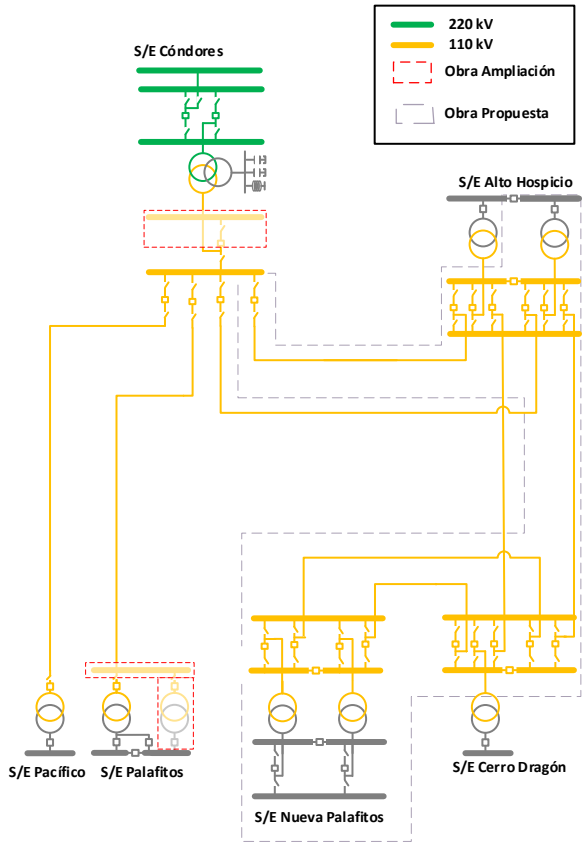


Figura 6-72. Diagrama Unilineal de obras propuestas para el Sistema Transmisión Zonal de Iquique

Se analizan las contingencias para verificar la continuidad de servicio en N-1 y que las tensiones estén dentro de los rangos aceptables.

En la tabla 6-89 se muestran las cargabilidades y tensiones en el año 2026 y 2040.

Tabla 6-89. Análisis de contingencias de obras propuestas del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

		2026			2040		
Línea	**Contingencia**	**Carga [%]**	**Corriente [kA]**	**Tensión [pu]**	**Carga [%]**	**Corriente [kA]**	**Tensión [pu]**
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C1	Ninguna	15,19%	0,088	1,026	25,74%	0,149	1,004
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C2	Ninguna	15,19%	0,088	1,026	25,74%	0,149	1,004
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C1	Ninguna	4,15%	0,024	1,024	7,30%	0,042	1,001
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C2	Ninguna	4,15%	0,024	1,024	7,30%	0,042	1,001
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C1	Ninguna	8,30%	0,048	1,024	13,52%	0,078	1,002
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C2	Ninguna	8,30%	0,048	1,024	13,52%	0,078	1,002

Línea	Contingencia	2026			2040		
		Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]	Carga [%]	Corriente [kA]	Tensión [pu]
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C1	Cóndores - Alto Hospicio	30,42%	0,177	1,025	51,62%	0,300	1,003
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C2	Cóndores - Alto Hospicio	30,42%	0,177	1,025	51,62%	0,300	1,003
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C1	Cóndores - Alto Hospicio	4,15%	0,024	1,022	7,32%	0,042	0,998
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C2	Cóndores - Alto Hospicio	4,15%	0,024	1,022	7,32%	0,042	0,998
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C1	Cóndores - Alto Hospicio	8,31%	0,048	1,023	13,56%	0,079	0,999
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C2	Cóndores - Alto Hospicio	8,31%	0,048	1,023	13,56%	0,079	0,999
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C1	Alto Hospicio - Cerro Dragón	15,20%	0,088	1,025	25,76%	0,150	1,004
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C2	Alto Hospicio - Cerro Dragón	15,20%	0,088	1,025	25,76%	0,150	1,004
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C1	Alto Hospicio - Cerro Dragón	4,15%	0,024	1,023	7,30%	0,042	1,000
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C2	Alto Hospicio - Cerro Dragón	4,15%	0,024	1,023	7,30%	0,042	1,000
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C1	Alto Hospicio - Cerro Dragón	16,60%	0,096	1,024	27,06%	0,157	1,001
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C2	Alto Hospicio - Cerro Dragón	16,60%	0,096	1,024	27,06%	0,157	1,001
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C1	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	15,20%	0,088	1,025	25,75%	0,150	1,004
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C2	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	15,20%	0,088	1,025	25,75%	0,150	1,004
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C1	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	8,30%	0,048	1,024	14,60%	0,085	1,001
110 kV Cerro Dragón - Nva. Palafitos C2	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	8,30%	0,048	1,024	14,60%	0,085	1,001
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C1	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	8,30%	0,048	1,024	13,53%	0,079	1,001
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C2	Cerro Dragón - Nva. Palafitos	8,30%	0,048	1,024	13,53%	0,079	1,001
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C1	Cóndores - Palafitos	23,46%	0,136	1,024	28,27%	0,164	0,998
110 kV Cóndores - Alto Hospicio C2	Cóndores - Palafitos	23,46%	0,136	1,024	28,27%	0,164	0,998
110 kV Cerro Dragón - Nva Palafitos C1	Cóndores - Palafitos	12,40%	0,072	1,021	40,53%	0,235	1,002
110 kV Cerro Dragón - Nva Palafitos C2	Cóndores - Palafitos	12,40%	0,072	1,021	40,53%	0,235	1,002
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C1	Cóndores - Palafitos	16,56%	0,096	1,022	22,02%	0,128	0,996
110 kV Alto Hospicio-Cerro Dragón C2	Cóndores - Palafitos	16,56%	0,096	1,022	22,02%	0,128	0,996

6.10.1.1.2 ANÁLISIS ZONA ARICA

La zona analizada de Arica se encuentra en la Región de Arica y Parinacota y se compone de la ciudad de Arica, posee una superficie de 4.799 km^2 y una población de 240.000 personas aproximadamente. La figura 6-73 muestra una vista aérea de la zona de Arica.

Figura 6-73. Zona de Arica.

El sistema de transmisión zonal se compone de las SS/EE Chinchorro, Pukará y Quiani, con tensiones 66/13,8 kV alimentadas desde S/E Parinacota a través de líneas radiales de 66 kV.

Las SS/EE Pukará y Chinchorro poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos. Adicionalmente, se encuentran abasteciendo la Capital Regional de Arica. Por otro lado, la S/E Quiani posee una baja densidad de clientes y consumo.
A partir de la metodología descrita la sección 4.3, las SS/EE Pukará y Chinchorro son clasificadas en la Zona de Densidad Media y de Capitales Regionales, requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen, debido a su importancia relativa dada por sus características de consumo.

Los criterios coherentes a esta zona se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6-90. Detalles Zona de Densidad Media y Capitales Regionales.

Zona	SSEE ATAT	Líneas AT	Subestaciones ATMT
Zona de Densidad Media y Capitales Regionales: • 70 SSEE primarias. • Concentra 44% de los clientes.	N-1	N-1	Potencia Firme

6.10.1.1.2.1 CONDICIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

Actualmente, el sistema de transmisión zonal que abastece esta provincia se compone por 3 SS/EE primarias alimentadas por simple circuito desde S/E Parinacota.

Para las SS/EE primarias el esquema en alta tensión es de barra simple a excepción de la S/E Chinchorro que no posee barra en 66 kV, además en S/E Quiani el paño de línea no posee interruptor. Las barras en media tensión son de barra simple seccionada. a excepción de la S/E Chinchorro, que solo es barra simple.
La S/E Chinchorro posee actualmente solo un transformador, mientras que la S/E Pukará posee 2 y S/E Quiani posee 3.

El Plan de Expansión de la Transmisión 2018 (RE334/2019) contiene un nuevo transformador en S/E Chinchorro de 16 MVA (DE198/2019). Adicionalmente, el DE418/2019 contiene un nuevo transformador de 20 MVA en S/E Quiani.

Por otro lado, S/E Parinacota posee tres bancos monofásicos más uno de respaldo, configuración de barra seccionada más barra de transferencia en 220 kV y barra simple en 110 kV. También posee compensación de reactivos en el terciario a través de dos bancos de condensadores de 10 MVAr.

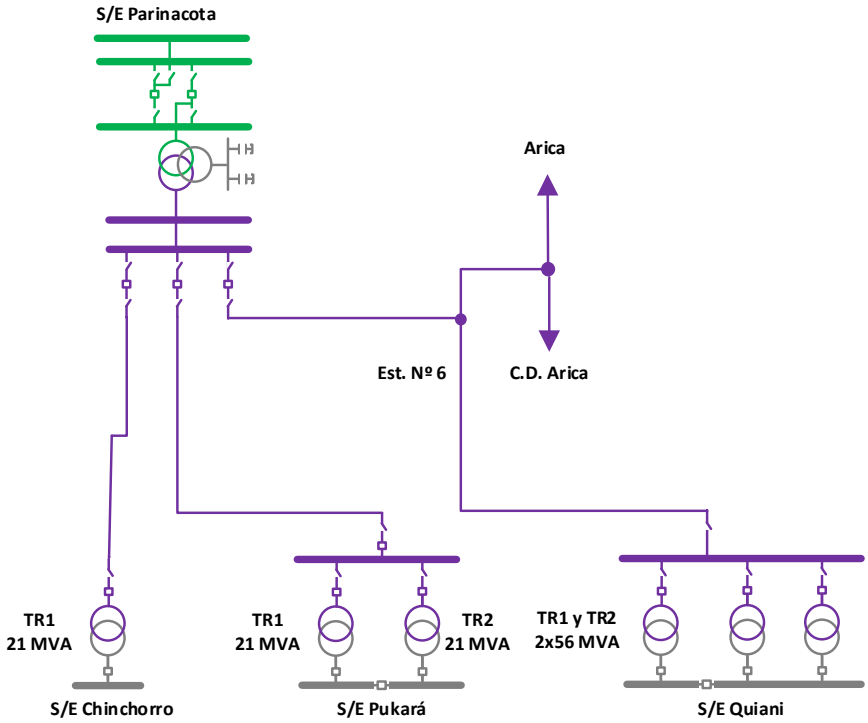


Figura 6-74. Diagrama Unilineal Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

La situación actual de las SS/EE primarias se resume en la siguiente tabla.

Tabla 6-91. Características de suministro Arica.

	S/E Chinchorro	S/E Pukará	S/E Quiani
Zona	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Densidad Media y Capitales Regionales	Zona de Baja Densidad
Suministro AT	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Aérea: Parinacota – Chinchorro	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Aérea: Parinacota – Pukará	Alimentación simple circuito. Línea 66 kV Aérea: Parinacota – Est. Nº6 - Quiani
Patio AT	Tecnología AIS: Llegada de línea con Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Barra simple Interruptor + desconectador	Tecnología AIS: Barra simple + desconectador
Transformación	Tr1: 21 MVA 66/13,8 kV - CTBC	Tr1: 21 MVA 66/13,8 kV – CTBC Tr2: 21 MVA 66/13,8 kV – CTBC	Tr1 y Tr2: 2x5.6 MVA 66/13,8 kV – CTBC Tr3: 20 MVA 66/13,8 kV - CTBC

	S/E Chinchorro	S/E Pukará	S/E Quiani
Patio MT	Barra simple – Parrón. Sin BBCC	Barra simple Seccionada – Parrón. Sin BBCC	Barra simple Seccionada – Parrón. Sin BBCC
Suministro Distribución	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos	Alimentadores aéreos

6.10.1.1.2.2 DIAGNÓSTICO DE SEGURIDAD

Los consumos encontrados en S/E Pukará y S/E Chinchorro son de una densidad media respecto a su demanda punta y al número de clientes abastecidos. Esto en relación con todos los puntos de suministro encontrados en el país, tal como se describe en la metodología descrita en la sección 4.3.

Estas características de los consumos requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a los requerimientos identificados, lo cual se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 6-92. Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Arica.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Parinacota – Quiani	N	N-1
1x110 kV Parinacota – Chinchorro	N	N-1
1x110 kV Parinacota – Est. Nº 6 - Quiani	N	N

Tabla 6-93. Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Arica.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Chinchorro	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Pukará	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Quiani	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

6.10.1.1.2.3 PROPUESTA DE OBRAS

A partir del Diagnóstico de Seguridad se identifica la necesidad de obras que permitan cumplir con el criterio N-1 y Potencia Firme.

Dadas las condiciones de diseño actuales de las subestaciones en esta zona, se requieren intervenciones profundas para cumplir con los requerimientos de confiabilidad identificados. Es por esto por lo que se estudiará la integración de obras en la zona de manera de dar solución de largo plazo a los problemas de seguridad.

De todas maneras, debido a las condiciones de diseño favorables en S/E Pukará, se considera razonable la incorporación de un nuevo transformador en dicha subestación.

Para cumplir con el criterio N-1 en las subestaciones indicadas y potencia firme en S/E Chinchorro, se estudiará en el informe complementario de la propuesta del plan de expansión del Coordinador una solución de largo plazo en esta zona.

Por otro lado, para cumplir el criterio de potencia firme en S/E Pukará se propone la obra Nuevo Transformador 66/13,8 kV 20 MVA en S/E Pukará, detallada en la sección de Nuevas Subestaciones.

6.10.1.1.3 NUEVAS SUBESTACIONES

6.10.1.1.3.1 SUBESTACIÓN NUEVA PALAFITOS

La Subestación Nueva Palafitos 110/13,8 kV que se construirá en la Región de Tarapacá, en la comuna de Iquique, se proyecta con un patio 110 kV en barra principal seccionada más barra de transferencia con una capacidad de barras de 150 MVA. Considera la conexión de dos transformadores de poder de 110/13,8 kV de 30 MVA cada uno. Considera además un patio en 13,8 kV en configuración de barra principal con interruptor acoplador de barras para los paños de conexión de MT de los transformadores de poder, más barra de transferencia común con una capacidad de 100 MVA. Se considera adicionalmente espacio con extensión de barras en el patio de 110 kV, para la conexión del nuevo tramo de línea Cerro Dragón- Nueva Palafitos, según se describe en el punto 6.10.1.1.5.1 del presente informe.

La figura 6-75 muestra una vista en planta con la ubicación georreferenciada estimada de la futura S/E Nueva Palafitos, junto con el nuevo tramo de línea desde S/E Cerro Dragón.

Figura 6-75. Emplazamiento S/E Nueva Palafitos.

Esta subestación será abastecida por la nueva línea propuesta 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, segundo circuito.

En el unilineal de la figura 6-76 se muestra la configuración propuesta para esta subestación.

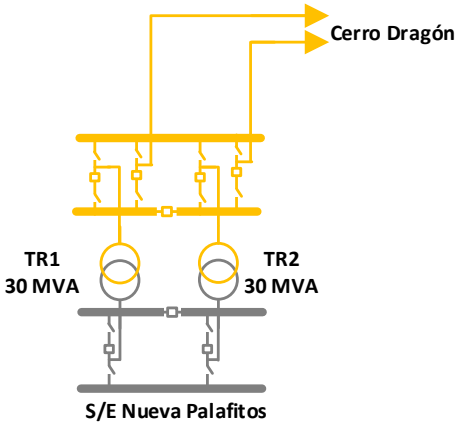


Figura 6-76. Diagrama Unilineal S/E Nueva Palafitos.

Esta nueva S/E permitirá dar respaldo en transformación a toda la zona abastecida por S/E Palafitos y S/E Cerro Dragón, ante la falla de cualquier unidad de transformación por un periodo de a lo menos 20 años.

Además, el diseño de esta subestación permitirá realizar los mantenimientos necesarios de manera de contar con respaldo suficiente para seguir abasteciendo la demanda.

En la figura 6.77 se observa las cargabilidades esperadas de los transformadores de la zona de influencia, destacando que existe un 50% de capacidad disponible en S/E Palafitos y Nueva Palafitos, lo que permite dar respaldo a S/E Cerro Dragón hasta a lo menos el 2040.

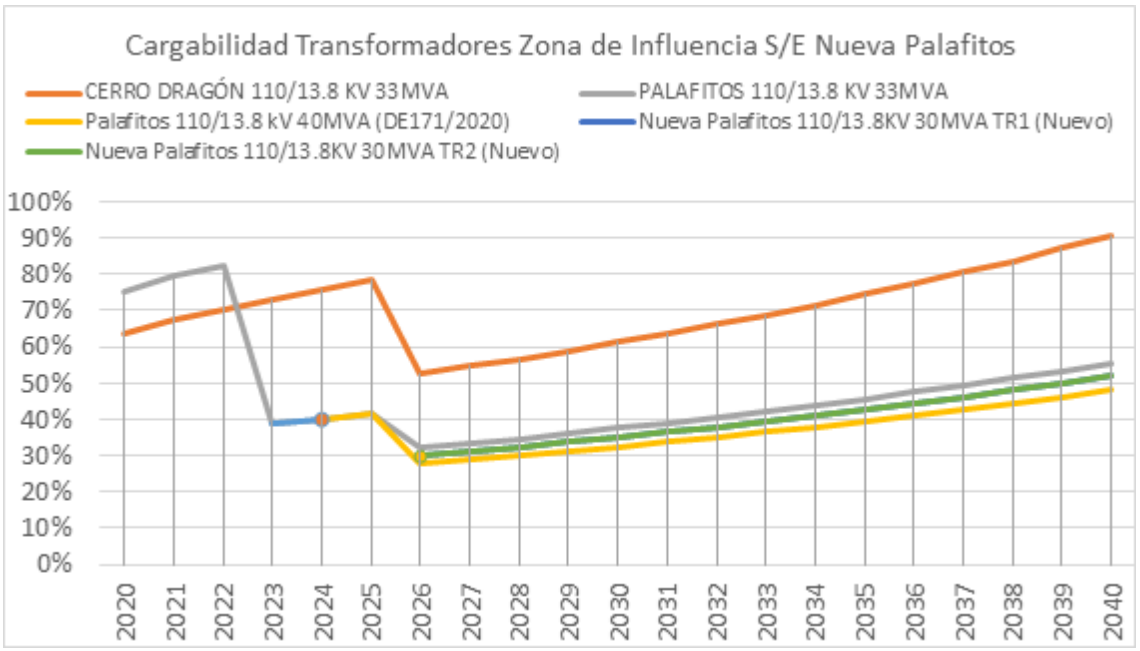


Figura 6.77. Cargabilidades proyectadas transformadores AT/MT en zona de influencia S/E Nueva Palafitos.

El proyecto propuesto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada S/E Nueva Palafitos con dos transformadores 110/13,8 kV de 30 MVA, con CTBC's que soporten las variaciones de tensión en la zona. La nueva subestación tendrá configuración de barra seccionada más barras de transferencia en 110 kV, con una capacidad de 150 MVA y con paños para la conexión de los transformadores y la línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos. El patio de 13,8 kV tendrá configuración de barra principal con interruptor acoplador de barras para los paños de conexión de MT de los transformadores de poder, más barra de transferencia común con una capacidad de 100 MVA

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto

Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en la sección 6.10.1.1.1.

El costo estimado de la nueva subestación se presenta en la Tabla 6-94.

Tabla 6-94. Valorización de la obra S/E Nueva Palafitos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.430**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**645**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.075**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**672**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.747**

6.10.1.1.4 TRANSFORMADORES AT/MT

6.10.1.1.4.1 NUEVO TRANSFORMADOR 110/13,8 KV 30 MVA EN S/E ALTO HOSPICIO

La S/E Alto Hospicio se encuentra en la comuna homónima en la Región de Tarapacá y cuenta con una densidad media de demanda y clientes abastecidos. La figura 6-78 muestra el emplazamiento de la S/E Alto Hospicio.

Figura 6-78. Emplazamiento S/E Alto Hospicio.

Cuenta con un solo transformador 110/13,8 kV de 33 MVA, y se alimenta desde conexión en Tap-Off de la línea 1x110 kV Cóndores – Tap-Off Alto Hospicio. No posee barra de 110 kV y cuenta con una barra simple en 13,8 kV.

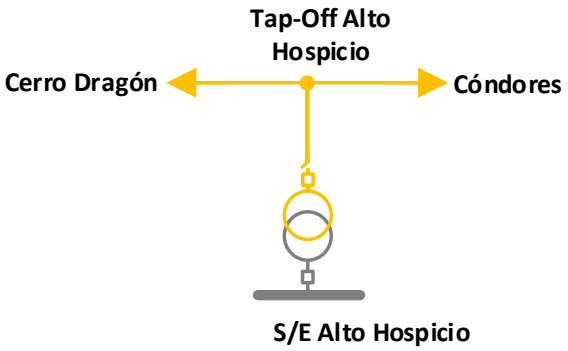


Figura 6-79. Diagrama Unilineal S/E Alto Hospicio.

Del diagnóstico de seguridad desarrollado se identifica la necesidad de un nuevo transformador 110/13,8 30 MVA para dar respaldo a la subestación ante fallas o mantenimientos. Esta obra considera la propuesta de normalización del patio de 110 kV a barra seccionada más transferencia y la línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos.

En la figura 6-80 se muestra la condición proyectada con esta propuesta.

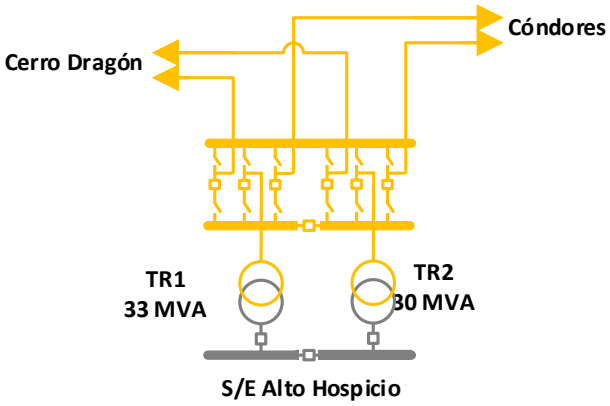


Figura 6-80. Diagrama Unilineal Nuevo Transformador 110/13,8 kV 30 MVA en S/E Alto Hospicio.

La cargabilidad proyectada de los transformadores destaca que existe potencia firme en la subestación hasta el 2034, según se observa en la figura 6-81.

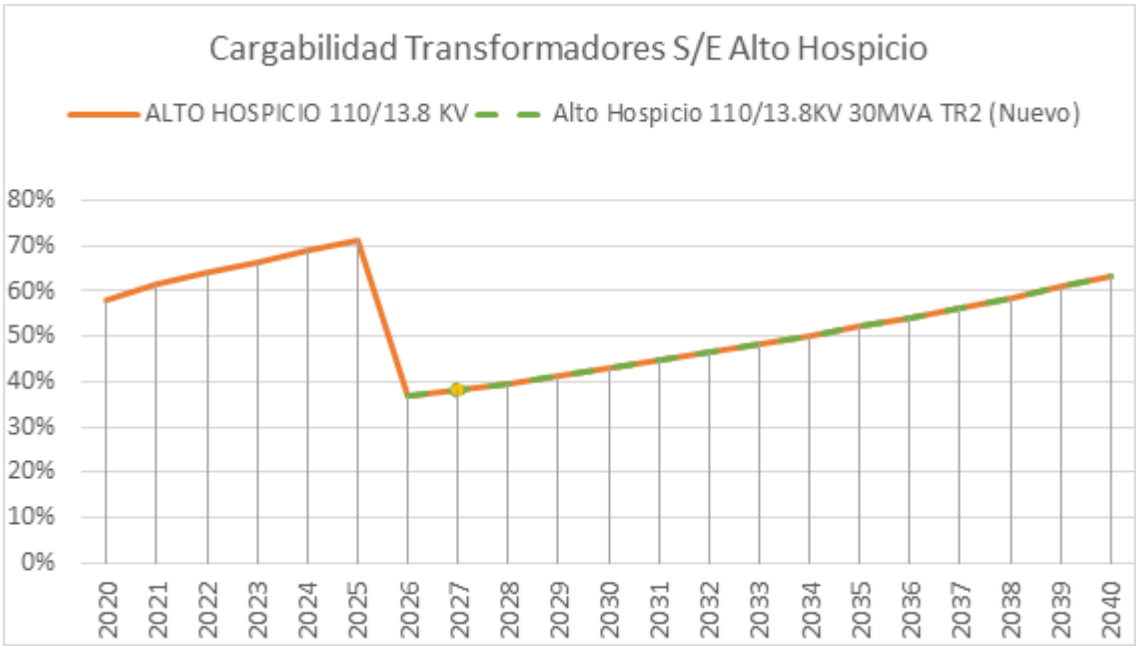


Figura 6-81. Cargabilidad proyectada transformadores AT/MT S/E Alto Hospicio.

El proyecto propuesto consiste en nuevo transformador 110/13,8 kV de 30 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona.

Dentro de las especificaciones generales necesarias para la conexión del nuevo transformador, se debe considerar, la normalización de la configuración actual de la subestación, mediante la construcción de una barra de transferencia, un paño acoplador, la ampliación de la actual barra construida en 110 kV en dos posiciones, una para la llegada del nuevo transformador y otro para el paño acoplador respectivo. Además, de una ampliación del parrón de 13,8 kV, considerando cuatro posiciones, con el fin de dar cabida a un paño seccionador, uno para la llegada en MT del nuevo transformador y dos alimentadores futuros.

Lo anterior, es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en la sección 6.10.1.1.1. El costo estimado del nuevo transformador se presenta en la tabla 6-95.

Tabla 6-95. Valorización de la obra Nuevo Transformador 110/13,8 kV 30 MVA en S/E Alto Hospicio.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.166**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**407**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.573**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**424**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.997**

6.10.1.1.4.2 NUEVO TRANSFORMADOR 66/13,8 KV 20 MVA EN S/E PUKARÁ

La S/E Pukará se encuentra en la comuna de Arica en la Región de Arica y Parinacota y cuenta con una densidad media de demanda y clientes abastecidos. La figura 6-82 muestra el emplazamiento de la S/E Pukará.

Figura 6-82. Emplazamiento S/E Pukará.

Actualmente, la subestación cuenta con dos transformadores 66/13,8 kV de 21 MVA, patio de 66 kV con configuración de barra simple, barra principal seccionada en 13,8 kV y alimentación radial desde S/E Parinacota, según se observa en la figura 6-83.

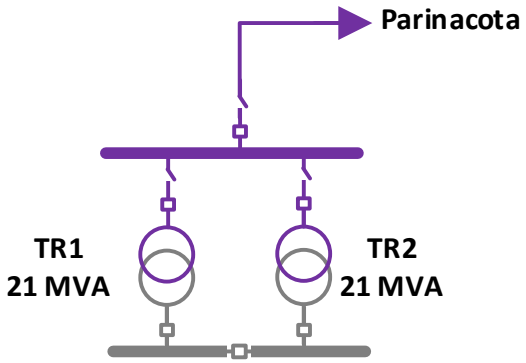


Figura 6-83. Diagrama Unilineal S/E Pukará.

Del diagnóstico de seguridad desarrollado se identifica la necesidad de un nuevo transformador 66/13,8 20 MVA para dar respaldo a la subestación ante fallas o mantenimientos.

En la figura 6-84 y la figura 6-85, se muestra la condición proyectada con esta propuesta.

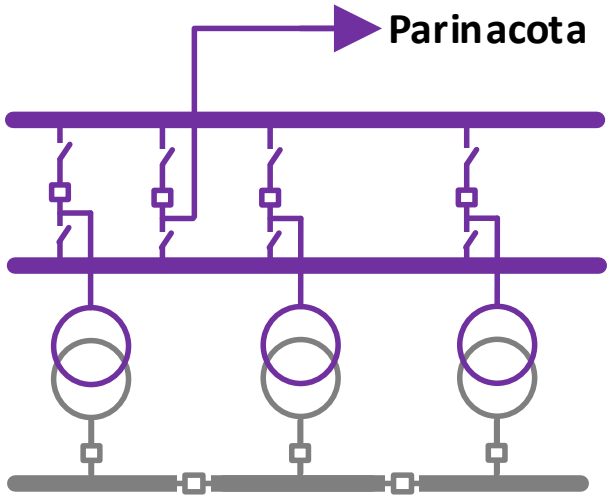


Figura 6-84. Diagrama Unilineal Nuevo Transformador 66/13,8 kV 30 MVA en S/E Pukará.

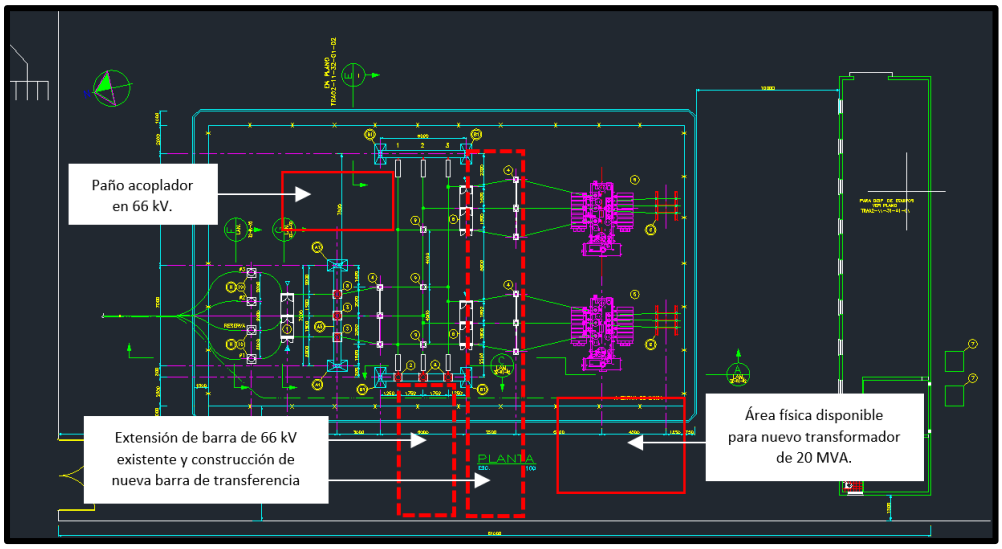


Figura 6-85. Disposición de Equipos Nuevo Transformador S/E Pukará.

La cargabilidad proyectada de los transformadores destaca que se cuenta con potencia firme hasta el año 2030, según se observa en la figura 6-86.

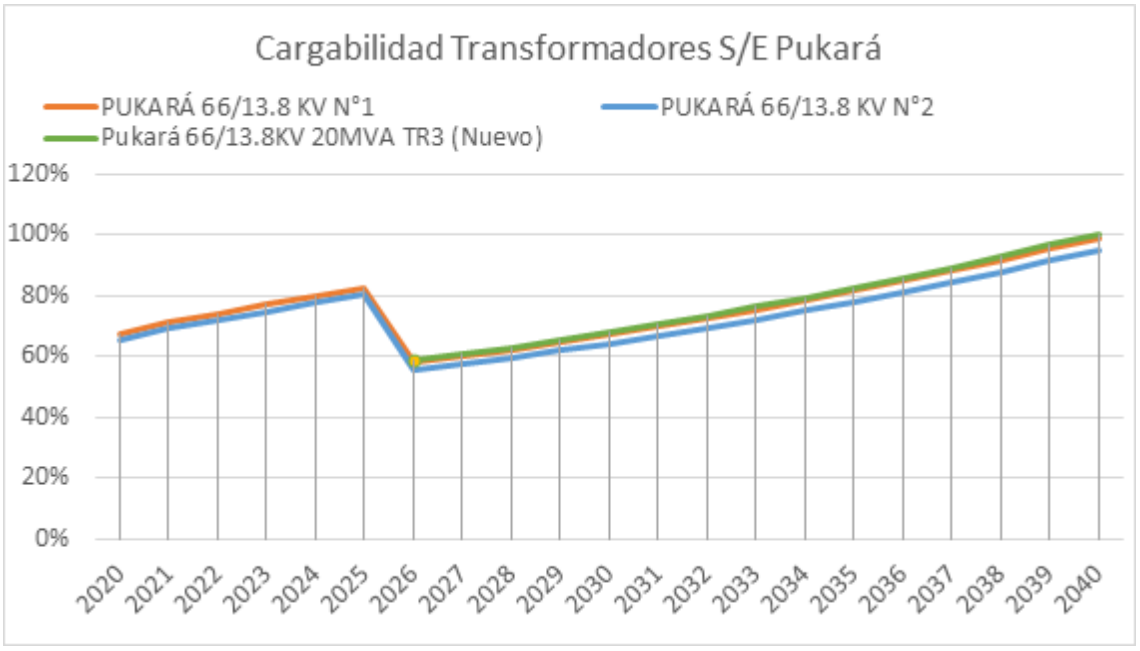


Figura 6-86. Cargabilidad proyectada transformadores AT/MT S/E Pukará.

El proyecto propuesto consiste en nuevo transformador 66/13,8 kV de 20 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona.

Dentro de las especificaciones generales necesarias para la conexión del nuevo transformador y la construcción de su respectiva barra de transferencia, se deben considerar el desplazamiento de los equipos asociados a los paños BT1 y BT2, con el fin de permitir la conexión de dicha barra de transferencia con los respectivos paños. En paralelo, se debe ampliar en una posición la actual barra de 66 kV, para dar llegada al paño que conecte con el futuro transformador de 20 MVA y al paño acoplador correspondiente, por último, en el lado de MT se deben considerar cuatro posiciones futuras, las cuales serán destinadas a un paño de transformación, un seccionador a la barra existe y dos para futuros alimentadores en 13,8 kV.

El costo estimado del nuevo transformador se presenta en la tabla 6-96.

Tabla 6-96. Valorización de la obra Nuevo Transformador 110/13,8 kV 20 MVA en S/E Pukará.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.318**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**248**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.565**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**258**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.823**

6.10.1.1.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

6.10.1.1.5.1 NUEVA LÍNEA 110 KV CÓNDORES – ALTO HOSPICIO – CERRO DRAGÓN – NUEVA PALAFITOS

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la actual línea de 110 kV Cóndores – Alto Hospicio - Cerro Dragón con una capacidad de al menos 300 MVA a 35°C de temperatura ambiente. Además, se proyecta un nuevo segmento de línea entre la actual subestación Cerro Dragón y la nueva subestación Nueva Palafitos propuesta en la 6.10.1.1.3.1, de aproximadamente 2,3 km.

Figura 6-87 Emplazamiento Nueva Línea 110 kV Cóndores - Alto Hospicio - Cerro Dragón - Nueva Palafitos.

El conductor existente el circuito N°1 de la línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio - Cerro Dragón, corresponde a un conductor del tipo AAAC Cairo con capacidad de 34,29 MVA con una longitud de 4,91 km. Para el tendido del segundo circuito de la línea se considera el uso de conductores de alta temperatura de operación del tipo ACCC Warsaw en configuración de un conductor por fase, que cumple con los nuevos requerimientos de capacidad. Sin embargo, el conductor proyectado posee una mayor sección, diámetro y peso por unidad de longitud en comparación al conductor instalado actualmente en el primer circuito de la línea (al menos 2,5 veces más peso).

El objetivo principal de esta línea es evitar el desprendimiento de carga en las subestaciones de densidad media en la zona de Iquique ante contingencias simples. La configuración de la zona con la implementación de este proyecto se muestra en la figura 6-88.

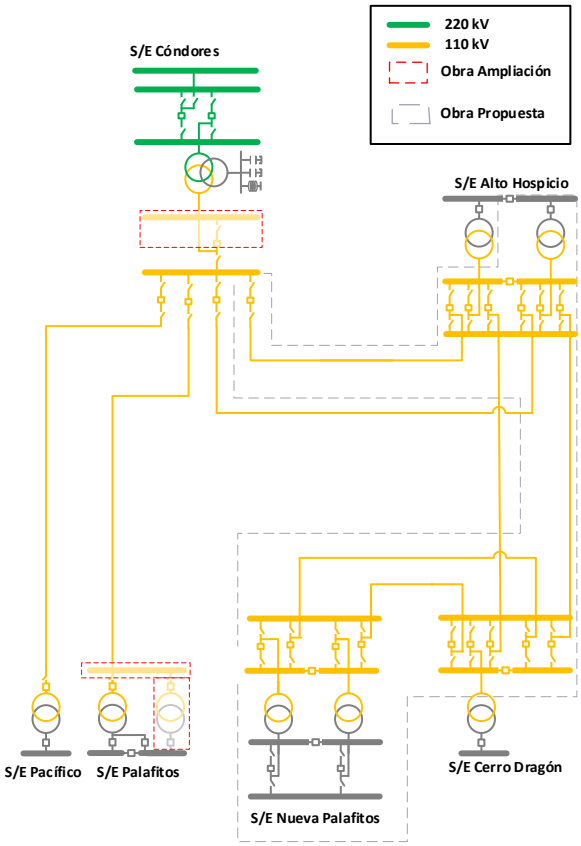


Figura 6-88. Diagrama Unilineal Nueva Línea 110 kV Cóndores - Alto Hospicio - Cerro Dragón - Nueva Palafitos.

La cargabilidad de las líneas propuestas se resume en la figura 6-89 considerando las cargabilidades máximas previstas para las distintas contingencias analizadas.

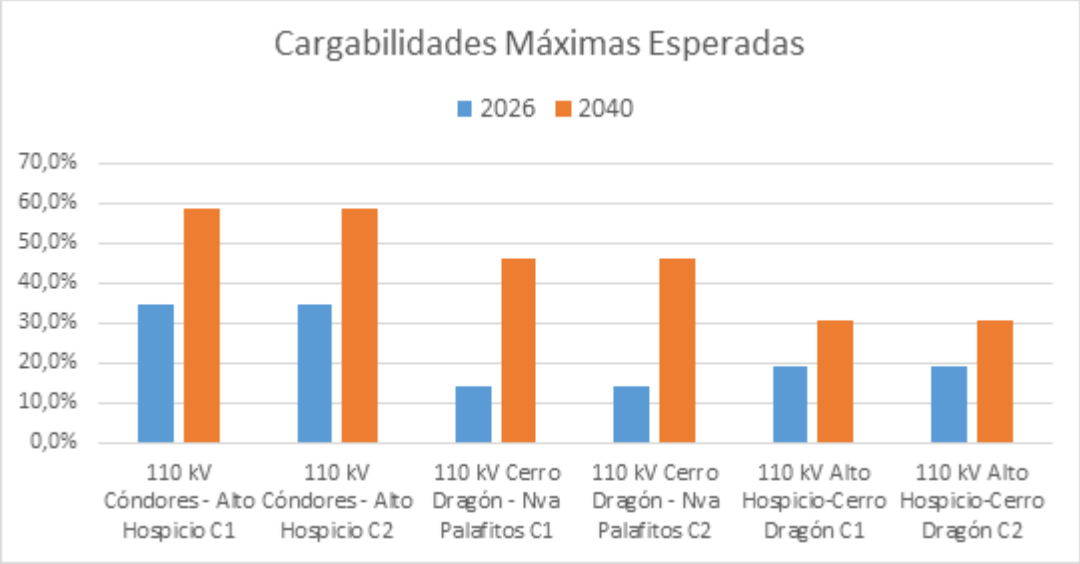


Figura 6-89. Cargabilidades máximas esperadas ante contingencias Nueva Línea 110 kV Cóndores - Alto Hospicio - Cerro Dragón - Nueva Palafitos.

El proyecto propuesto corresponde al tendido del segundo circuito de la línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio - Cerro Dragón de 300 MVA a 35ºC y el tendido de los dos circuitos 110 kV Cerro Dragón – Nueva Palafitos de 300 MVA a 35ºC.

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en la sección 6.10.1.1.1.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-97.

Tabla 6-97. Valorización de la obra Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.531**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**805**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.336**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**715**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.051**

6.10.1.1.6 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES

6.10.1.1.6.1 AMPLIACIÓN PATIO DE 110 KV EN S/E CÓNDORES

La subestación Cóndores de propiedad de Transemel S.A. se ubica en la región de Tarapacá, comuna de Alto Hospicio. La figura 6-90 muestra un emplazamiento de esta S/E.

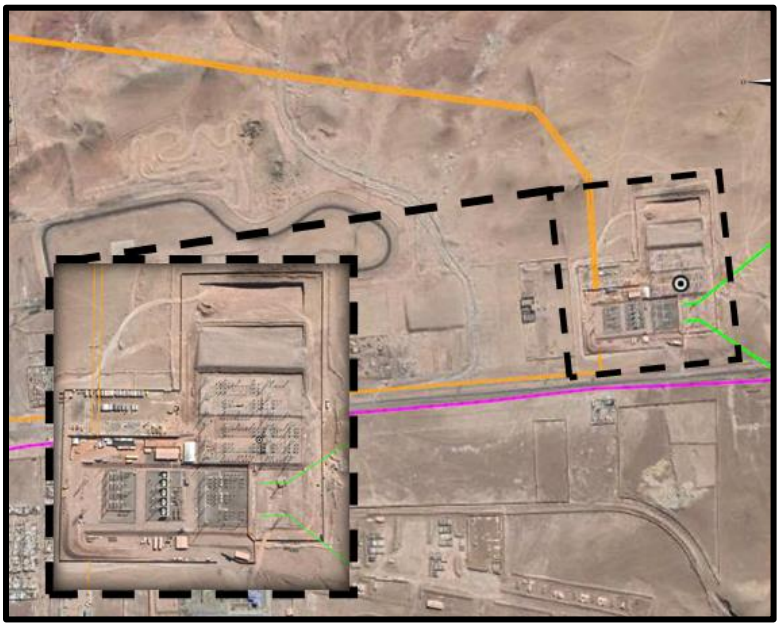


Figura 6-90. Emplazamiento S/E Cóndores.

La S/E Cóndores cuenta con un patio de 220 kV en Aire, con una configuración de doble barra principal más barra de transferencia, con un paño de transformación 220/110/13,8 kV conectado solo a la barra de transferencia, un paño acoplador, un paño seccionador y dos paños de conexión para llegadas de líneas de transmisión. La S/E Cóndores se encuentra en proceso de normalización a través de las obras "Ampliación y Cambio de Configuración en S/E Cóndores 220 kV" del DE N°373/2016 y "Ampliación en S/E Cóndores" del DE N°418/2017, dando una configuración de barras en redundancia, y dando acceso a la barra de transferencia al banco de autotransformadores en 220 kV y en 110 kV. No obstante, considerando el proyecto del tendido del segundo circuito de la línea de 110 kV Cóndores – Alto hospicio – Cerro dragón – Nueva Palafitos, se recomienda la extensión de la barra principal y de la futura barra de transferencia del patio de 110 kV, para habilitar al menos una nueva posición para la conexión de esta nueva línea, dado que el DE N°418/2017 no menciona el crecimiento del patio de 110 kV para posiciones futuras.

La figura 6-91 muestra el emplazamiento de la ampliación del patio de 110 kV en la S/E Cóndores.

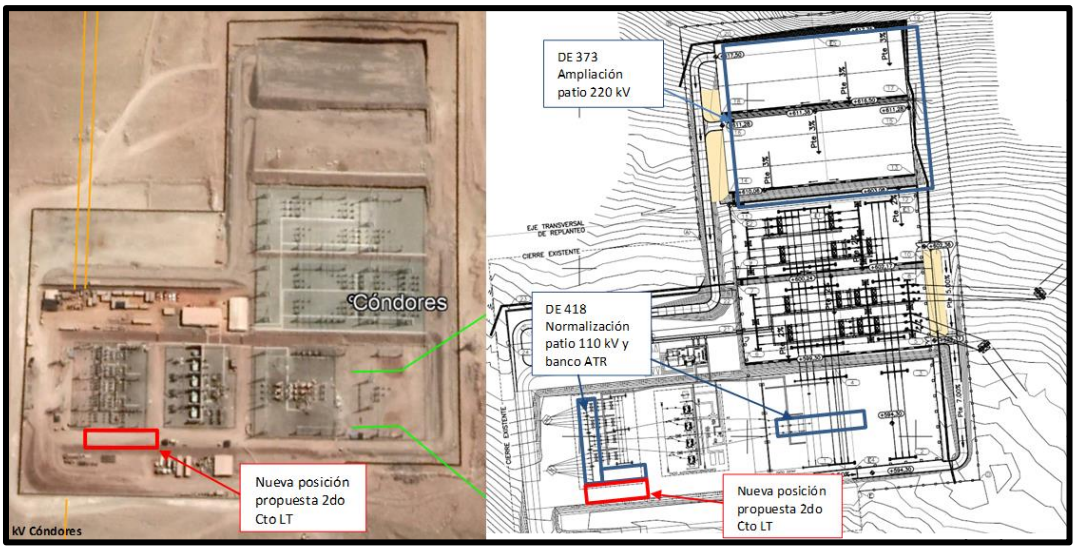


Figura 6-91. Emplazamiento Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores.

El proyecto propuesto corresponde a la extensión de la barra principal y transferencia patio 110 kV para al menos una 1 nueva posición en S/E Cóndores para la conexión de la línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos. Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en la sección 6.10.1.1.1.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-98.

Tabla 6-98. Valorización de la obra Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**627**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**118**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**745**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**123**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**868**

6.10.1.1.6.2 NORMALIZACIÓN PATIO DE 110 KV EN S/E ALTO HOSPICIO

La S/E Alto Hospicio 110/13,8 kV se encuentra en la comuna homónima en la Región de Tarapacá, con una densidad media de demanda y clientes abastecidos. La figura 6-92 muestra el emplazamiento de la S/E Alto Hospicio.

Figura 6-92. Emplazamiento S/E Alto Hospicio.

La S/E Alto Hospicio cuenta con un solo transformador 110/13,8 kV de 33 MVA, y se alimenta desde conexión en Tap-Off de la línea 1x110 kV Cóndores – Tap-Off Alto Hospicio. La S/E Alto Hospicio no posee barra de 110 kV y cuenta con una barra simple en 13,8 kV.

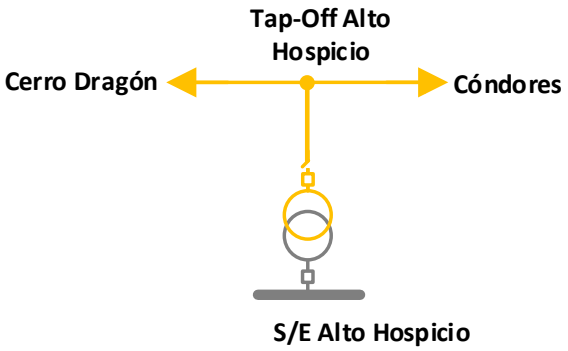


Figura 6-93. Diagrama Unilineal S/E Alto Hospicio.

Considerando el proyecto del tendido del segundo circuito de la línea de 110 kV Cóndores – Alto hospicio – Cerro dragón – Nueva Palafitos, se recomienda la construcción de una nueva barra de 110 kV con una posición para la normalización de la conexión del transformador existente, con una posición para la normalización de la conexión de la línea actual, y considerar una posición adicional para la llegada del segundo circuito de la línea antes mencionada. Adicionalmente, se recomienda, la construcción de una barra de transferencia, contemplando finalmente una configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia para la subestación, en donde cada circuito de la línea (primer circuito actual y segundo circuito proyectado) se conecte en una sección de barra distinta. La configuración proyectada de la S/E Alto Hospicio se observa en la figura 6-94 y la figura 6-95.

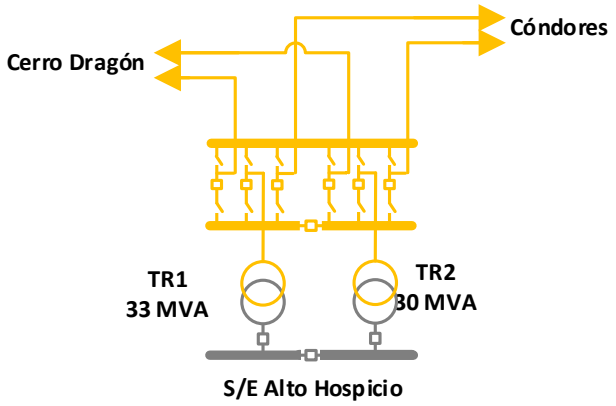


Figura 6-94. Diagrama Unilineal Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio.

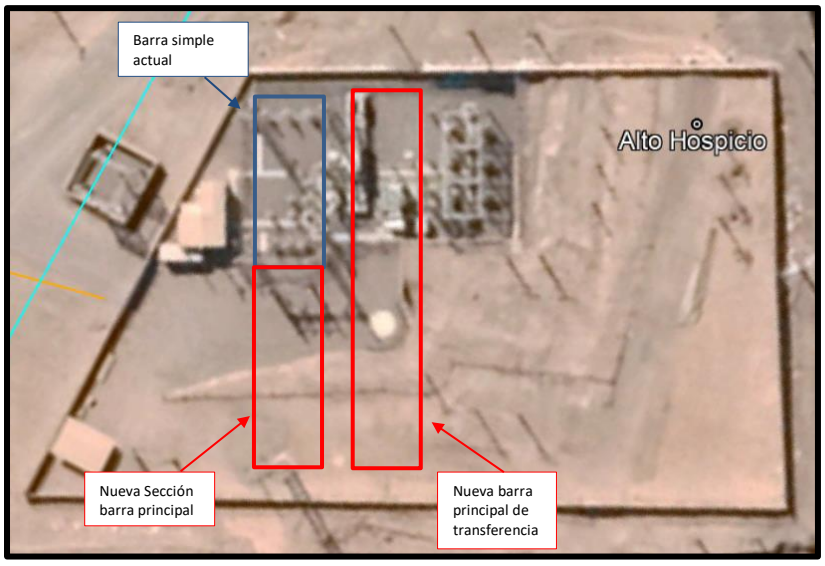


Figura 6-95. Emplazamiento Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio

El proyecto propuesto corresponde a la normalización del patio de 110 kV de S/E Alto Hospicio a barra principal seccionada más barra de transferencia considerando una posición para la normalización de la conexión del transformador existente, una posición para la normalización de la conexión de la línea actual, y considerar una posición adicional para la llegada del segundo circuito de la línea antes mencionada, y contemplando que cada circuito de la línea (primer circuito actual y segundo circuito proyectado) se conecte en una sección de barra distinta.

Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en sección 6.10.1.1.1.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-99.

Tabla 6-99. Valorización de la obra Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.088**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**401**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.489**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**576**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.065**

6.10.1.1.6.3 NORMALIZACIÓN PATIO DE 110 KV EN S/E CERRO DRAGÓN

La subestación Cerro Dragón de propiedad de CGE, se ubica en la región de Tarapacá, comuna de Iquique. La figura 6-96 muestra el emplazamiento de la S/E Cerro Dragón.

Figura 6-96. Emplazamiento S/E Cerro Dragón.

Cuenta con un patio de 110 kV en aire, con una posición simple sin barra, para la conexión de la línea 1x110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón, y la conexión de un transformador de poder de 110/13,8 de 25 MVA.

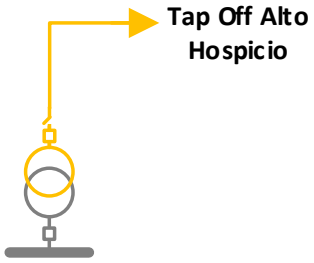


Figura 6-97. Diagrama Unilineal S/E Cerro Dragón.

Considerando el proyecto del tendido del segundo circuito de la línea de 110 kV Cóndores – Alto hospicio – Cerro dragón – Nueva palafitos se recomienda la construcción de una nueva barra de 110 kV con una posición para la normalización de la conexión del transformador existente, con una posición para la normalización de la conexión de la línea actual, y considerar una posición adicional para la llegada del segundo circuito de la línea antes mencionada. Adicionalmente, se recomienda la construcción de una barra de transferencia, contemplando una configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia para la subestación, en donde cada circuito de la línea se conecte en una sección de barra distinta. Para esto es necesaria la construcción de dos nuevos marcos de línea. La configuración proyectada de la S/E Cerro Dragón es mostrada en la figura 6-98 y la figura 6-99.

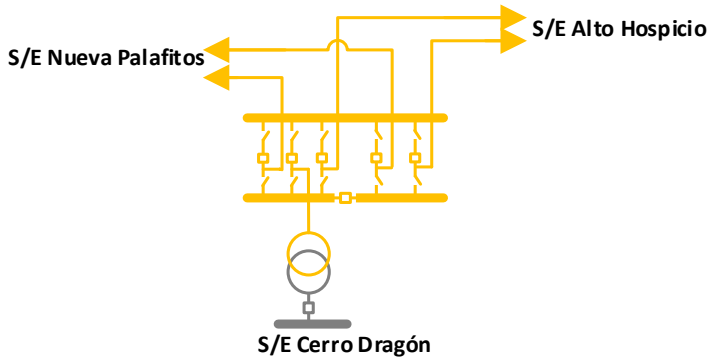


Figura 6-98. Diagrama Unilineal Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón.

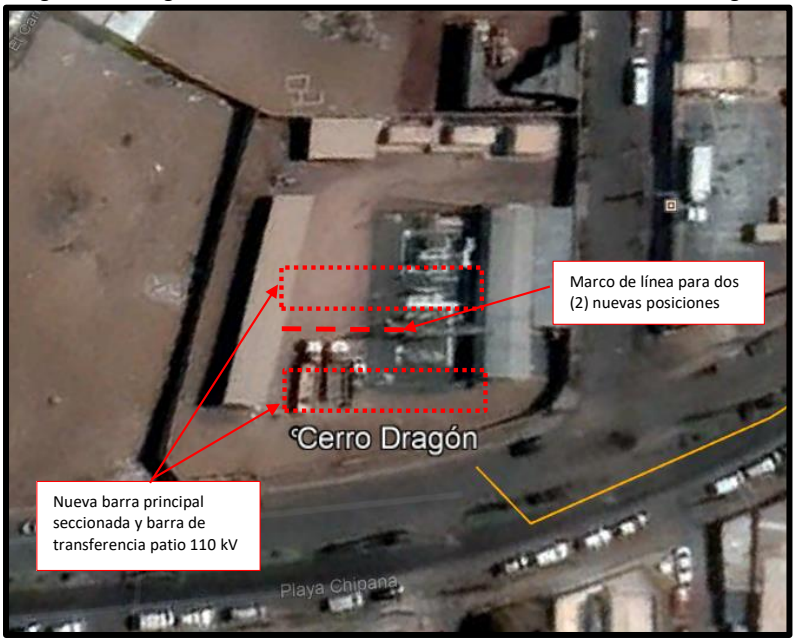


Figura 6-99. Emplazamiento Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón

El proyecto propuesto corresponde a la normalización del patio de 110 kV de S/E Cerro Dragón a barra principal seccionada más barra de transferencia, considerando una posición para la normalización de la conexión del transformador existente, una posición para la normalización de la conexión de la línea actual, y una posición adicional para la llegada del segundo circuito de la línea antes mencionada, y contemplando que cada circuito de la línea (primer circuito actual y segundo circuito proyectado) se conecte en una sección de barra distinta. Lo anterior es parte del conjunto de obras Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos, Subestación Nueva Palafitos, Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio y Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón, identificadas a partir del análisis presentado en sección 6.10.1.1.1.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-100.

Tabla 6-100. Valorización de la obra Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.296**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**429**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.725**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**614**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.339**

6.10.1.1.6.4 NORMALIZACIÓN PATIO 220 KV S/E ESMERALDA

La subestación Esmeralda de propiedad de Transemel S.A. se ubica en la región de Antofagasta, comuna de Antofagasta. La figura 6-100 muestra el emplazamiento de la S/E Esmeralda.

Figura 6-100. Emplazamiento S/E Esmeralda.

Cuenta con un patio de 220 kV en Aire con una configuración barra simple, con un paño de transformación y un paño de conexión para llegada de la línea de transmisión desde Subestación Atacama. El patio de 110 kV en aire tiene una configuración de barra simple, con un paño de transformación y cuatro paños de conexión para llegadas de líneas de transmisión. La figura 6-101 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Esmeralda.

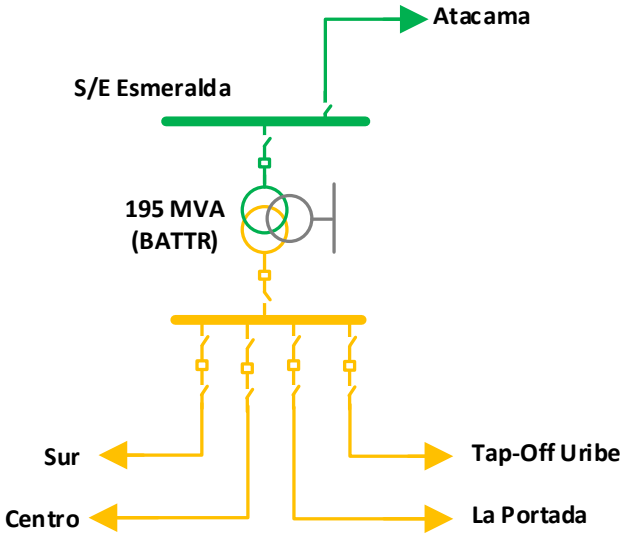


Figura 6-101. Diagrama Unilineal S/E Esmeralda.

Para dar cumplimiento a lo indicado en la norma, es necesaria la instalación de una nueva barra de transferencia en el patio de 220 kV. Adicionalmente se debería extender la barra existente para al menos una nueva posición que permita la instalación de un paño acoplador, y mantener al menos una posición disponible para proyectos futuros, como actualmente se encuentra la subestación. En cuanto al patio de 110 kV, según lo establecido en el informe de ingeniería conceptual de S/E Esmeralda, que forma parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018 del Coordinador, que analiza la normalización de subestaciones del sistema de transmisión, se ha determinado que el patio de 110 kV de la subestación debiese modificarse a una configuración de doble barra principal más barra de transferencia, incorporando paño acoplador y seccionador de barras. Lo establecido en el informe referido logra dar cumplimiento al requerimiento de la NTSyCS de tener una configuración de barra con redundancia para mantenimiento de interruptores, por lo que el presente informe considera la propuesta 2018 de manera paralela a la actual.

La configuración proyectada de la S/E Esmeralda se muestra en la figura 6-102 y la figura 6-103.

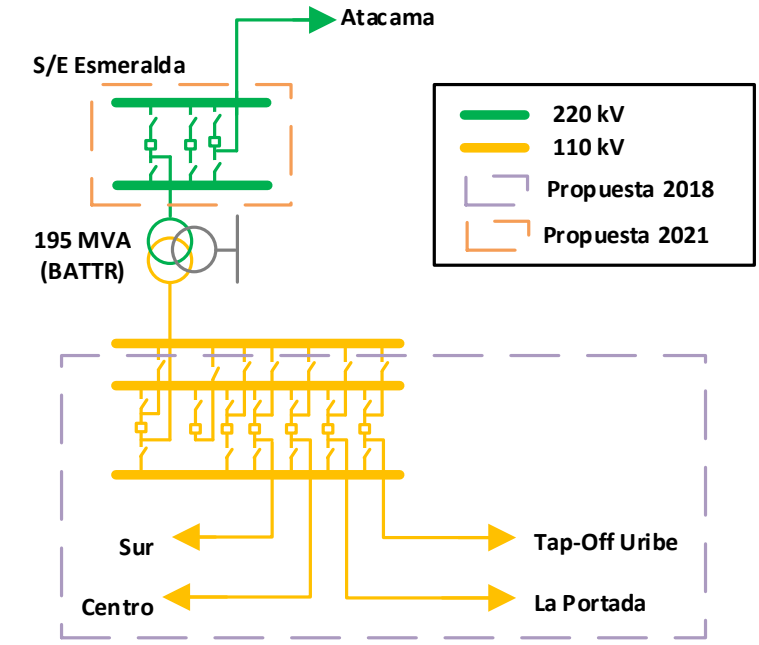


Figura 6-102. Diagrama Unilineal Normalización Patio 220 y 220 kV S/E Esmeralda.

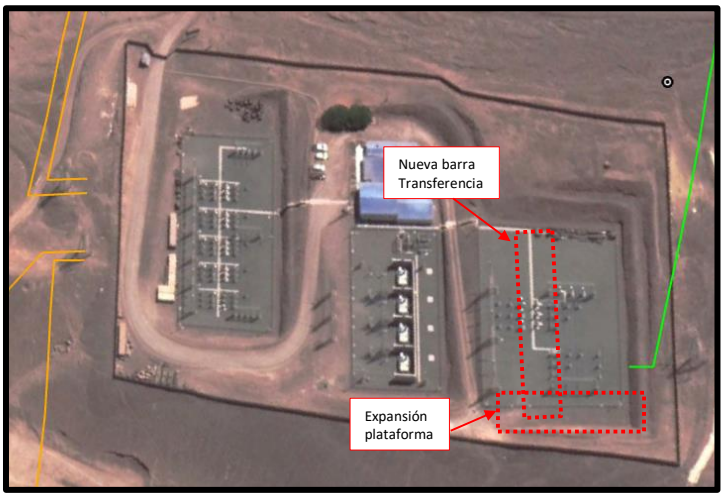


Figura 6-103. Emplazamiento Normalización Patio 220 kV S/E Esmeralda.

El proyecto propuesto corresponde a la normalización del patio de 220 kV de S/E Esmeralda instalando una nueva barra de transferencia que incluye la extensión de la barra principal para la instalación del paño acoplador y una posición disponible para proyectos futuros.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-101.

Tabla 6-101. Valorización de la obra Normalización Patio 220 kV S/E Esmeralda.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**4.765**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**658**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**5.423**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**894**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**6.317**

6.10.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

6.10.1.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL

La S/E Kimal, propiedad de la empresa SATT (Sociedad Austral de Transmisión Troncal SA), se ubica en la región de Antofagasta, comuna de María Elena. La figura 6-104 muestra el emplazamiento de la S/E Kimal.

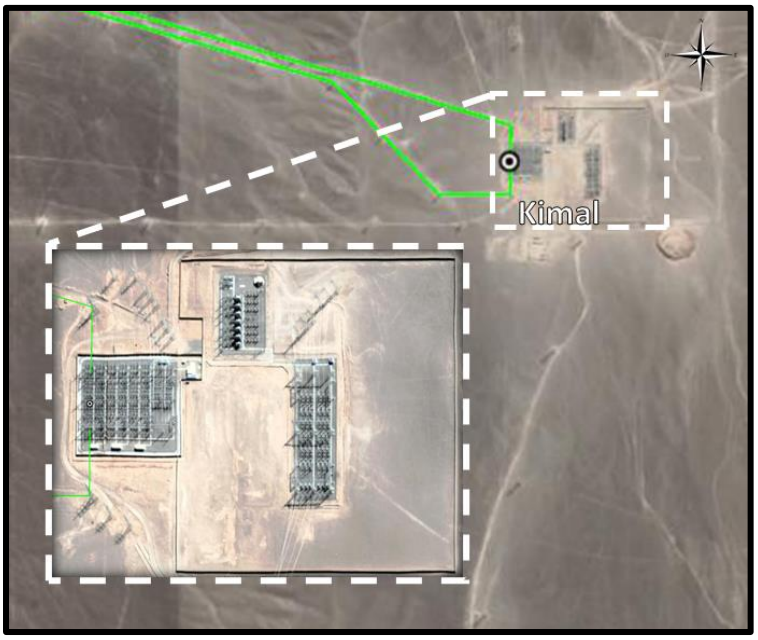


Figura 6-104. Emplazamiento S/E Kimal.

La subestación Kimal tiene un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con ocho diagonales completas en tecnología AIS. La figura 6-105 muestra la disposición de equipos en la S/E Kimal.

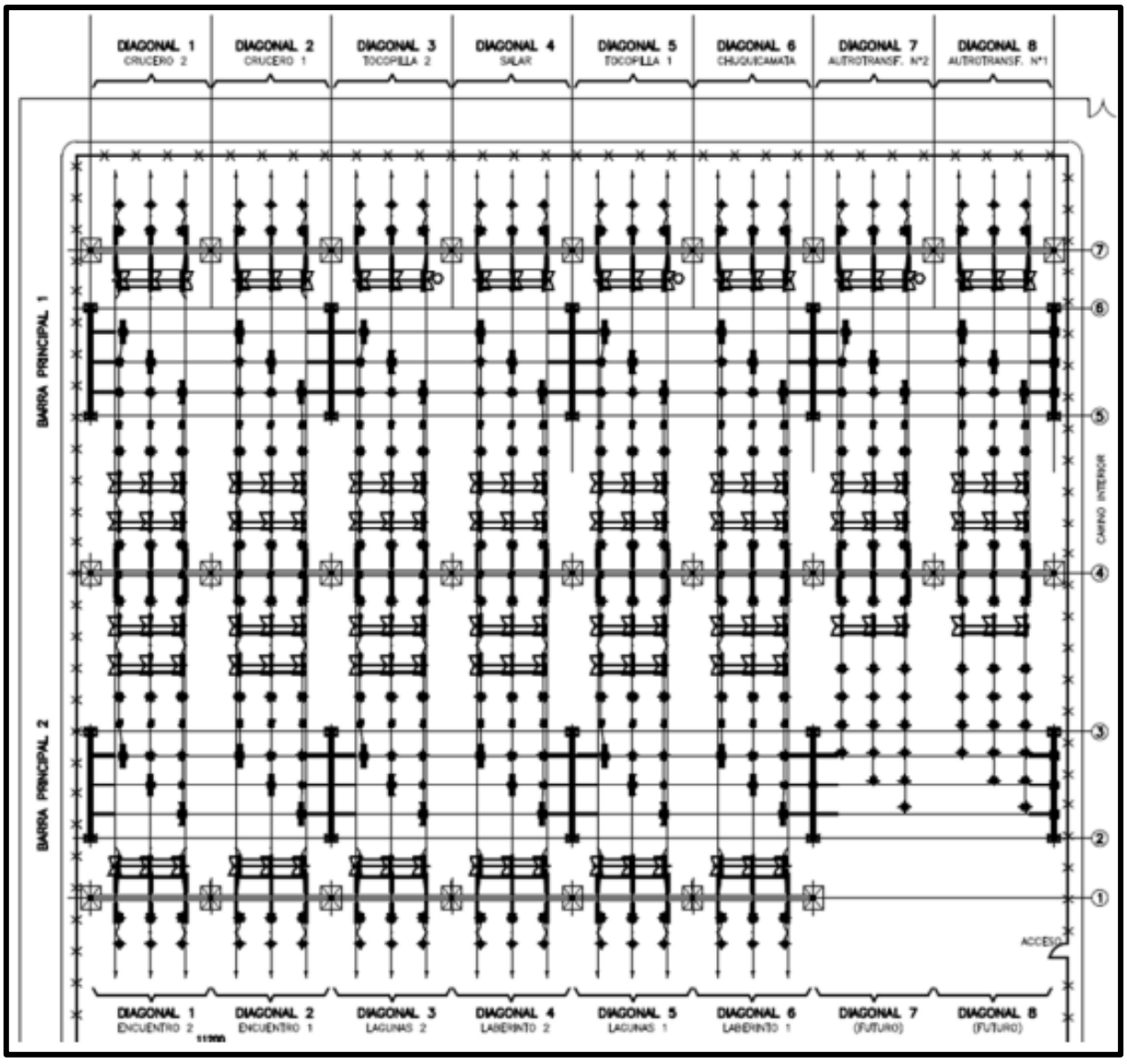


Figura 6-105. Disposición de Equipos S/E Kimal.

Actualmente, las 16 posiciones existentes en la subestación no tienen disponibilidad para conexión. Por lo anterior, se requiere la ampliación para permitir la conexión futura de dos nuevas diagonales para el enlace de corriente alterna (CA) con la Estación Convertidora Nueva Kimal del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre (DE N°231/2019).

Se contempla que los proyectos de generación dispuestos en las posiciones 7 y 8, se trasladen a las ubicaciones sur de las nuevas diagonales.

Las posiciones 7, 8 y las ubicaciones norte de las nuevas diagonales propuestas, serán destinadas para el enlace de corriente alterna con la Estación Convertidora Nueva Kimal.

De esta forma, se proyecta una menor exigencia en las barras de la S/E, lo cual será profundizado en el informe complementario de la propuesta del plan de expansión del Coordinador.

En la figura 6-106 y la figura 6-107, se resalta la ampliación y situación proyectada de la S/E KImal, considerando las obras propuestas.

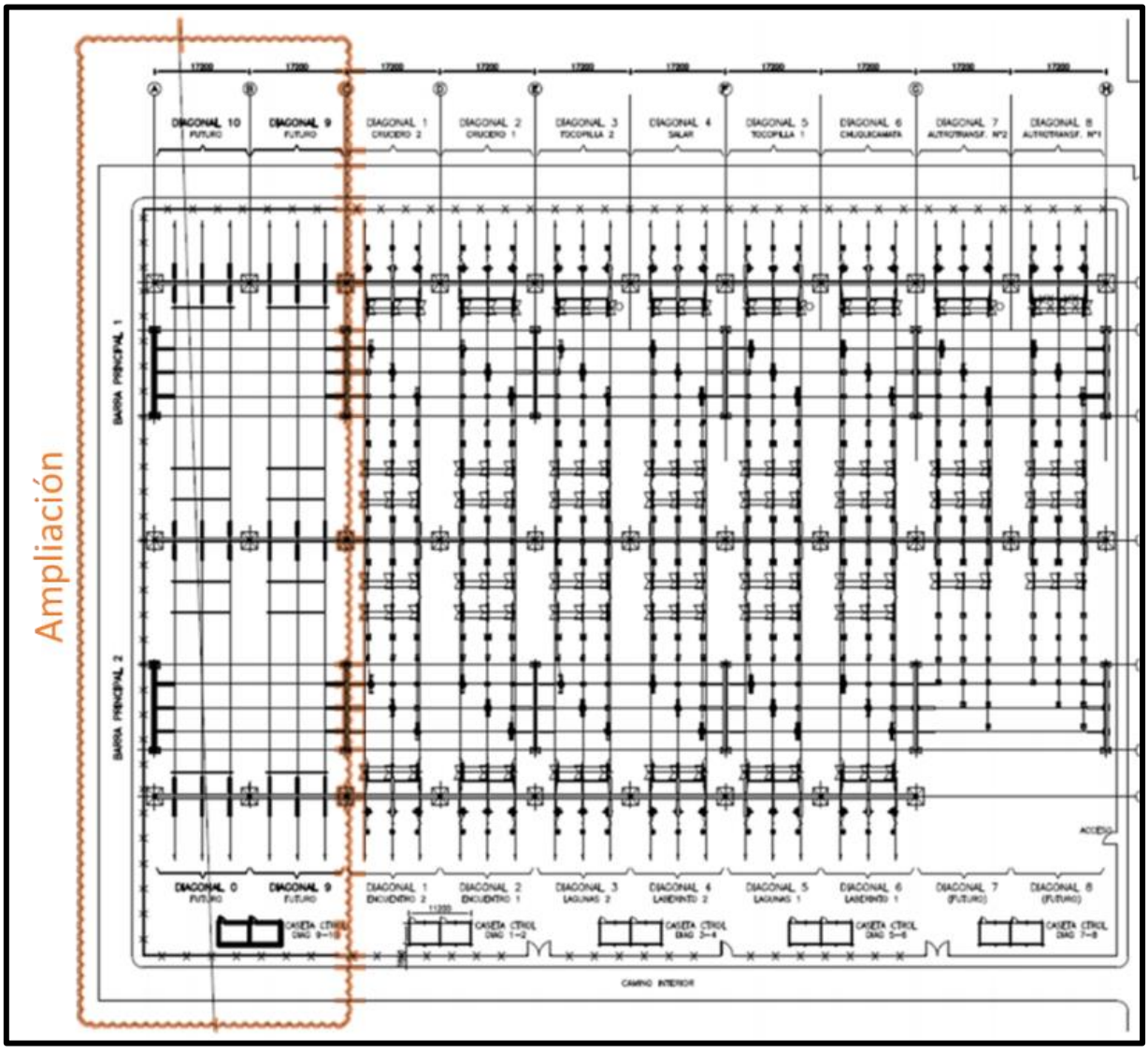


Figura 6-106. Disposición de Equipos Ampliación en S/E Kimal.

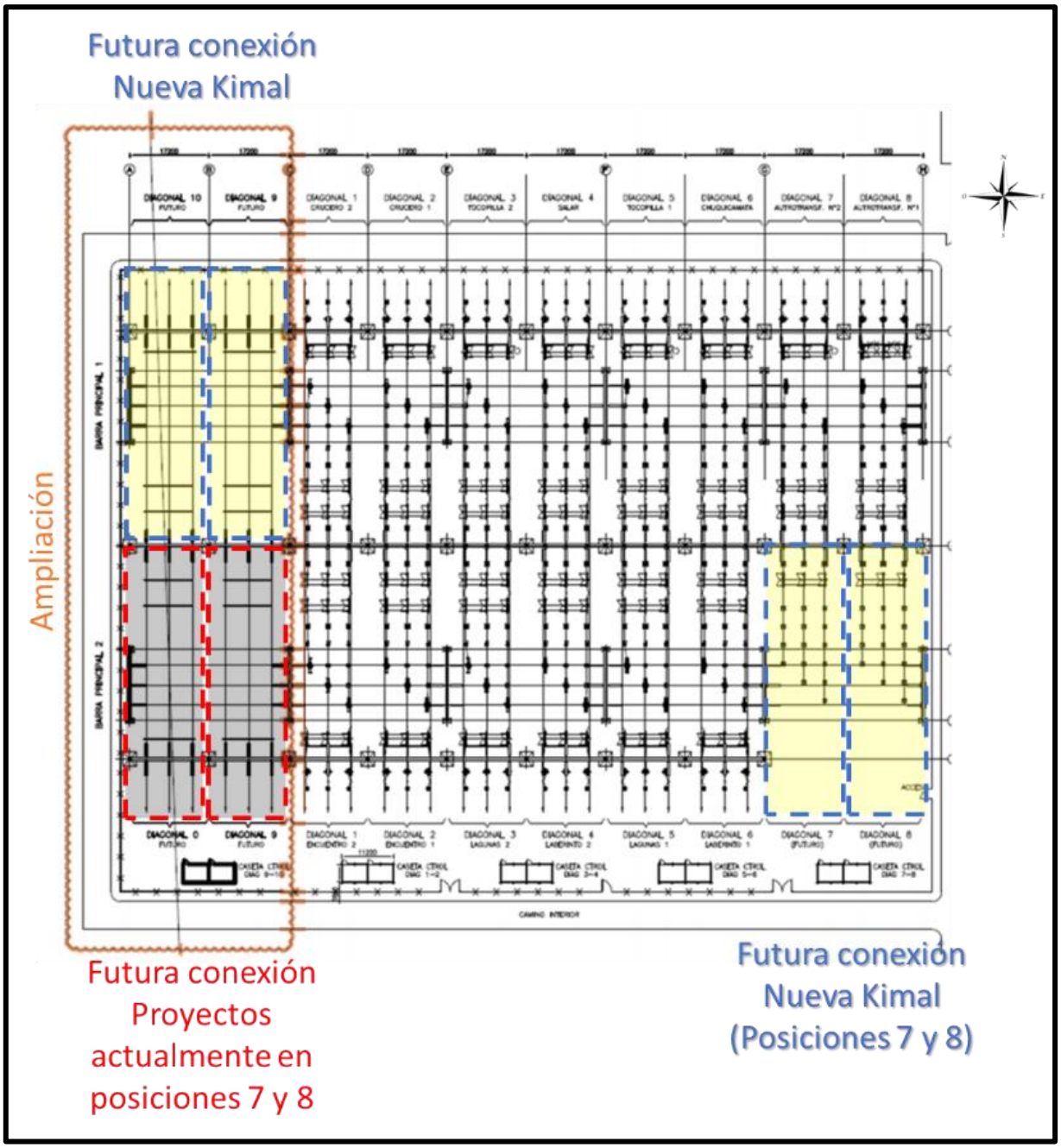


Figura 6-107. Disposición de conexiones en Ampliación en S/E Kimal.

El proyecto propuesto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de S/E Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales. Adicionalmente, se considera el cambio de posiciones de los proyectos conectados en las actuales posiciones 7 y 8, a las nuevas posiciones al sur de las nuevas diagonales. Finalmente, se considera la conexión del enlace de corriente alterna (CA) con la Estación

Convertidora Nueva Kimal del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre (DE N°231/2019), en las posiciones norte de las nuevas diagonales y, en las posiciones 7 y 8 existentes.

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.

Tabla 6-102. Valorización de la obra Ampliación en S/E Kimal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.525**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**555**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.080**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**560**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.604**

Sin perjuicio del costo presentado en la tabla 6-102, durante el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 podrían evaluarse otras alternativas de conexión que modificarían el costo mencionado.

6.10.1.2.2 ANÁLISIS SECCIONAMIENTO NUEVA LÍNEA 2X220 kV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA EN S/E DON HÉCTOR

En virtud de la obra "Seccionamiento Nueva Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor" del Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019 (RE N°70/2020) excluida del Informe Técnico Definitivo (RE N°252/2020) y propuesta por el Coordinador en enero de 2019, se realizará un análisis especifico en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, con el objetivo de reevaluar su recomendación y sus beneficios al sistema.

Esto surge debido a que la operación enmallada del corredor Maitencillo – Don Héctor limita las transferencias en los corredores paralelos, obligando su operación abierta. Los flujos obtenidos en las simulaciones de coordinación hidrotérmica de largo plazo en este corredor se muestran en el set de figuras, figura 6-108 a Figura 6-111, en donde se destaca la operación abierta del corredor de 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor.

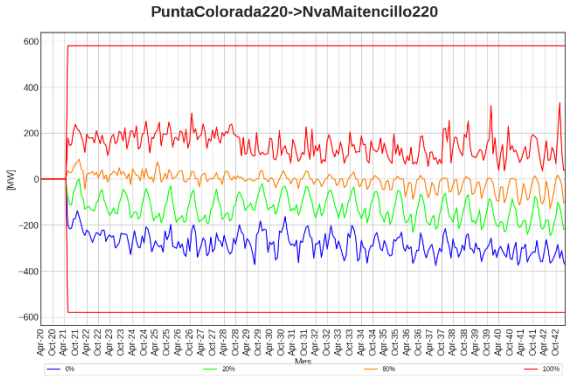


Figura 6-108. Tramo 220 kV Punta Colorada - Nueva Maitencillo.

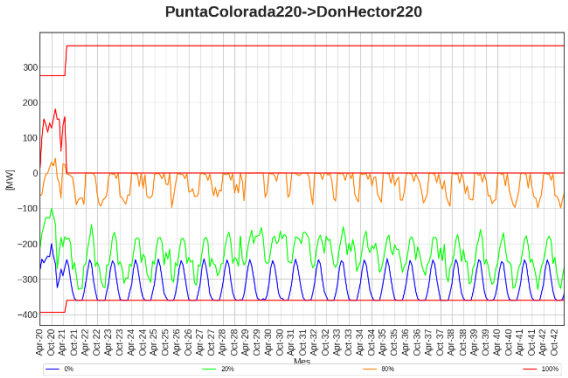


Figura 6-109. Tramo 220 kV Punta Colorada – Don Héctor.

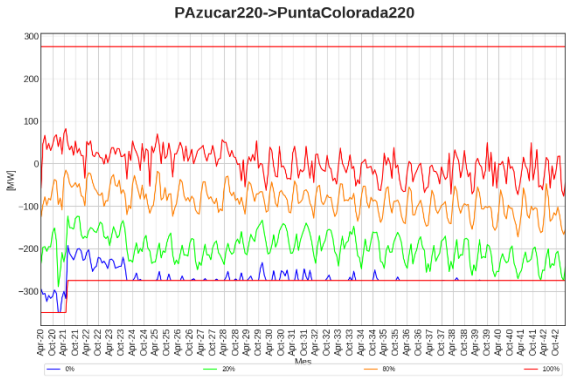


Figura 6-110. Tramo 220 kV Pan de Azúcar - Punta Colorada.

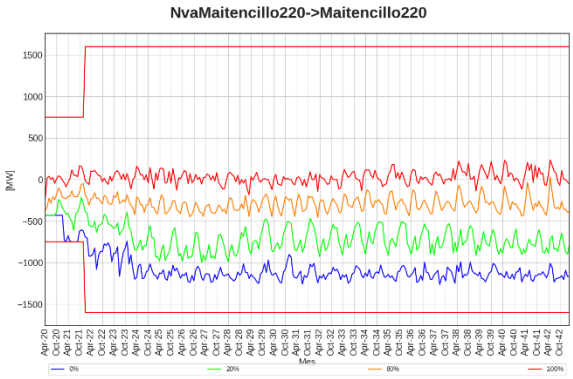


Figura 6-111. Tramo 220 kV Nueva Maitencillo – Maitencillo.

A partir de lo anterior, es evidente que la operación en paralelo de los dos corredores de 220 kV con distintas capacidades requiere de una revisión para optimizar el uso del sistema de transmisión y permitir la conexión de nuevos proyectos. En este punto resulta importante señalar que el proyecto promovido permite una mejor distribución de flujos por la malla, toda vez que resulta favorable en relación con la apertura de alguno de los tramos de ella, lo cual será reevaluado en el informe complementario de la propuesta del plan de expansión del Coordinador.

6.10.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO – QUILLOTA

6.10.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.2.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

6.10.2.1.1.1 NUEVO TRANSFORMADOR 110/13,8 KV 30 MVA EN S/E COPIAPÓ

La S/E Copiapó se encuentra en la comuna homónima en la Región de Atacama y cuenta con una densidad media de demanda y clientes abastecidos. La figura 6-112 muestra el emplazamiento de la S/E Copiapó.

Figura 6-112. Emplazamiento S/E Copiapó.

Actualmente la subestación cuenta con dos transformadores 110/13,8 kV de 24 MVA, patio de 110 kV con configuración de barra simple, barra principal seccionada con paño acoplador en H en 13,8 kV y alimentación desde S/E Cardones con enmallamiento con la línea 1x110 kV Hernán Fuentes – Galleguillos – Copayapu – Cardones. La figura 6-113 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Copiapó.

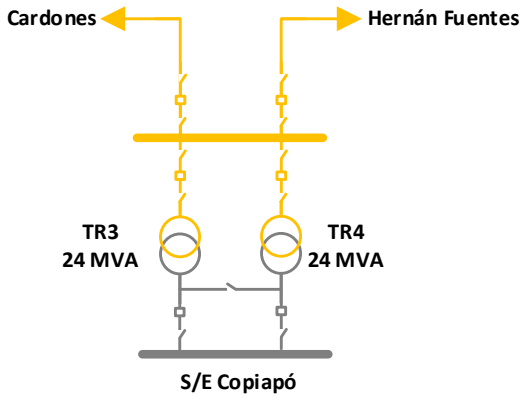


Figura 6-113. Diagrama Unilineal S/E Copiapó.

Del diagnóstico de seguridad desarrollado se identifica la necesidad de un nuevo transformador 110/13,8 30 MVA para dar respaldo a la subestación ante fallas o mantenimientos.

En la figura 6-114 se muestra la condición proyectada con esta propuesta.

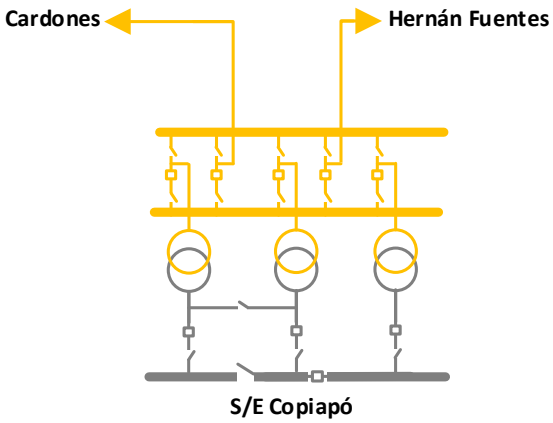


Figura 6-114. Diagrama Unilineal Nuevo Transformador 110/13.8 kV 30 MVA en S/E Copiapó.

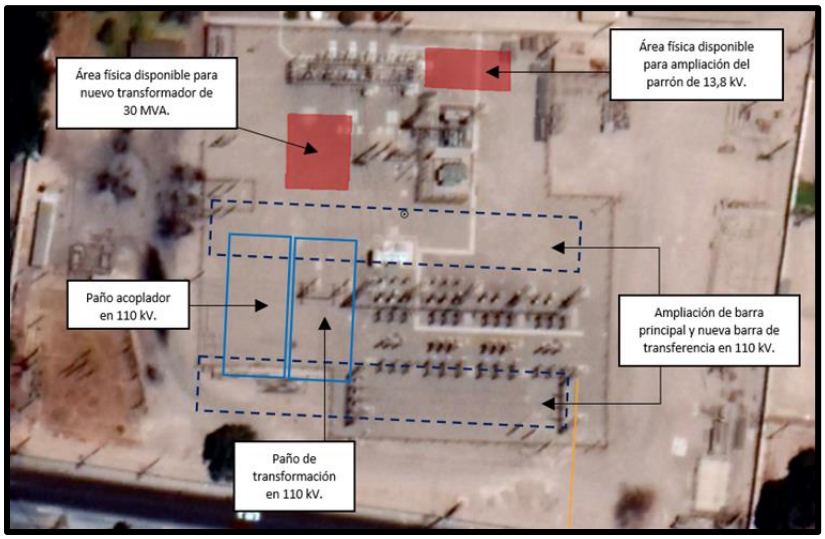


Figura 6-115. Disposición de Equipos Nuevo Transformador S/E Copiapó.

La cargabilidad proyectada de los transformadores destaca que se cuenta con potencia firme hasta el año 2040, según se indica en la figura 6-116.

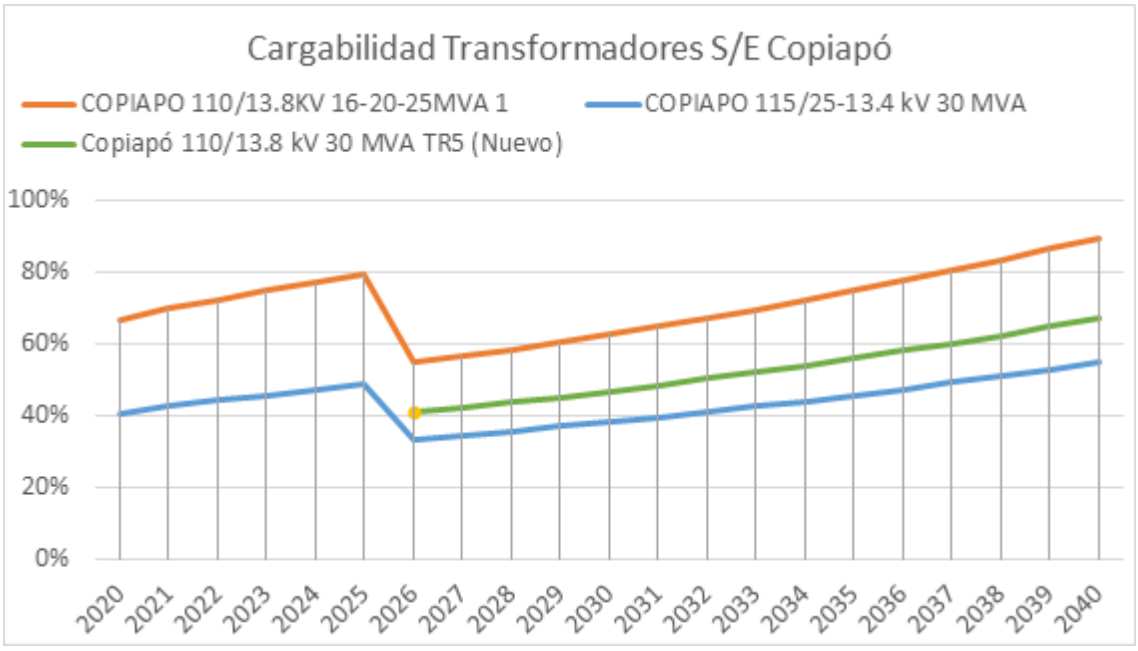


Figura 6-116. Cargabilidad proyectada transformadores AT/MT S/E Copiapó.

El proyecto propuesto consiste en nuevo transformador 110/13,8 kV de 30 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Dentro de las especificaciones generales necesarias para la conexión del nuevo transformador, se debe considerar, la normalización de la configuración actual de la subestación, mediante la construcción de una barra de transferencia y la ampliación de

la actual barra principal de 110 kV en dos posiciones, proyectados para un paño acoplador y un paño de transformación. En el lado de media tensión, se debe considerar la ampliación del actual parrón de 13,8 kV en cuatro posiciones, las cuales se proyectan para un paño de transformación, paño seccionador y dos paños para futuros alimentadores.

El costo estimado del nuevo transformador se presenta en la tabla 6-103.

Tabla 6-103. Valorización de la obra Nuevo Transformador 110/13,8 kV 30 MVA en S/E Copiapó.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.072**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**390**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.461**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**407**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.868**

6.10.2.1.1.2 NUEVO TRANSFORMADOR 66/23 KV 30 MVA EN S/E OVALLE

La S/E Ovalle se encuentra en la comuna homónima en la Región de Coquimbo y cuenta con una densidad media de demanda y clientes abastecidos. La figura 6-117 muestra el emplazamiento de la S/E Ovalle.

Figura 6-117. Emplazamiento S/E Ovalle.

Actualmente la subestación cuenta con dos transformadores 66/23 kV de 30 MVA, patio de 66 kV con configuración de barra simple, barra principal seccionada en 23 kV. Además, esta subestación enlaza con el sistema de 2x110 kV El Peñón – Ovalle y 1x110 kV Ovalle – Illapel con el sistema 2x66 kV Ovalle – Monte Patria y 1x66 kV Ovalle – Punitaqui, por medio de dos transformadores 110/66 kV de 60 MVA. La figura 6-118 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Ovalle.

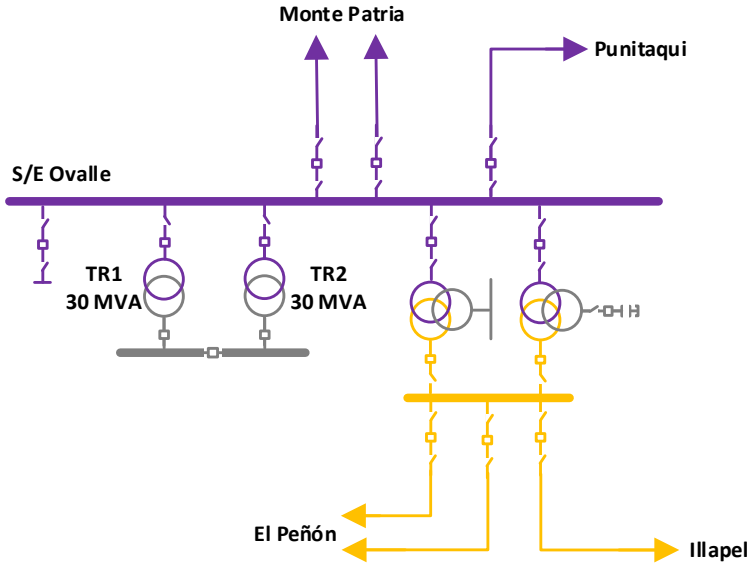


Figura 6-118. Diagrama Unilineal S/E Ovalle.

Del diagnóstico de seguridad desarrollado se identifica la necesidad de un nuevo transformador 66/23 30 MVA para dar respaldo a la subestación ante fallas o mantenimientos.

En la figura 6-119 y la figura 6-120 se muestra la condición proyectada con esta propuesta.

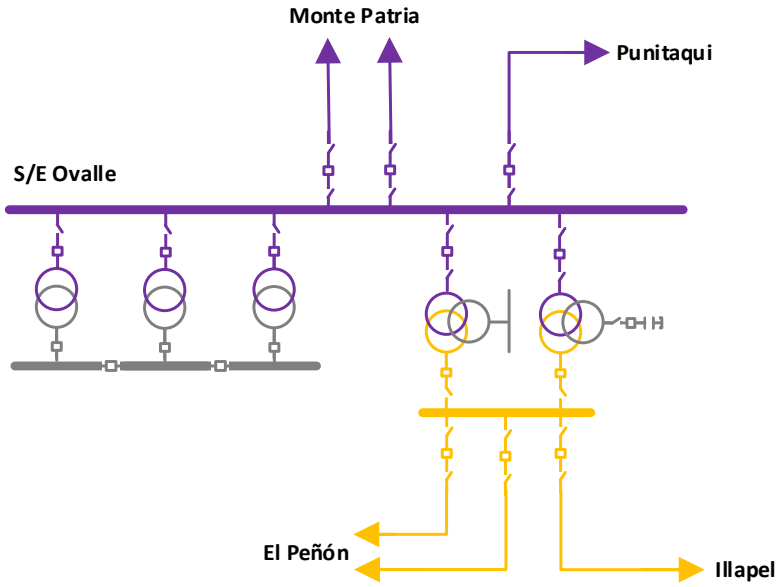


Figura 6-119. Diagrama Unilineal Nuevo Transformador 66/13.8 kV 30 MVA en S/E Pukará.

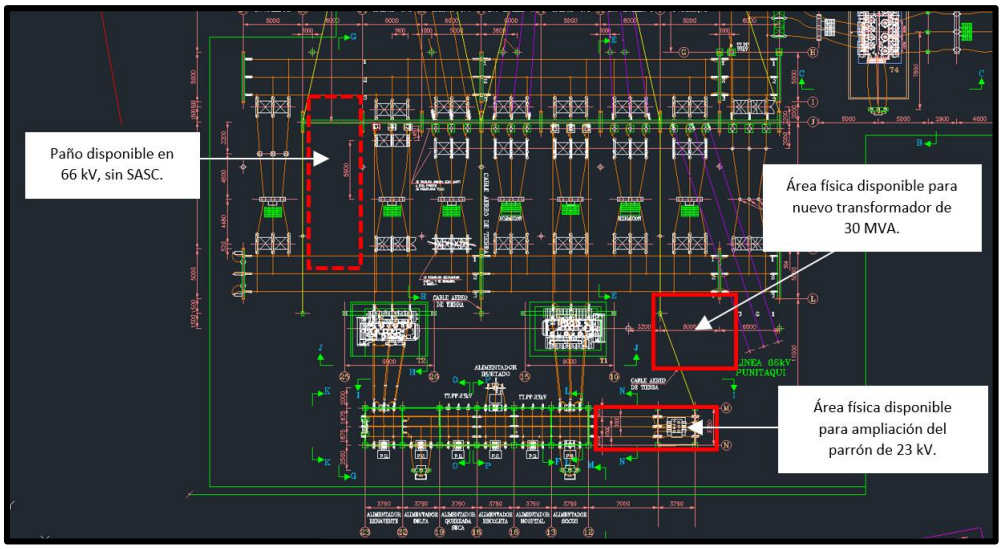


Figura 6-120. Disposición de Equipos Nuevo Transformador S/E Ovalle.

La cargabilidad proyectada de los transformadores destaca que se cuenta con potencia firme hasta el año 2037, según se indica en la figura 6-121.

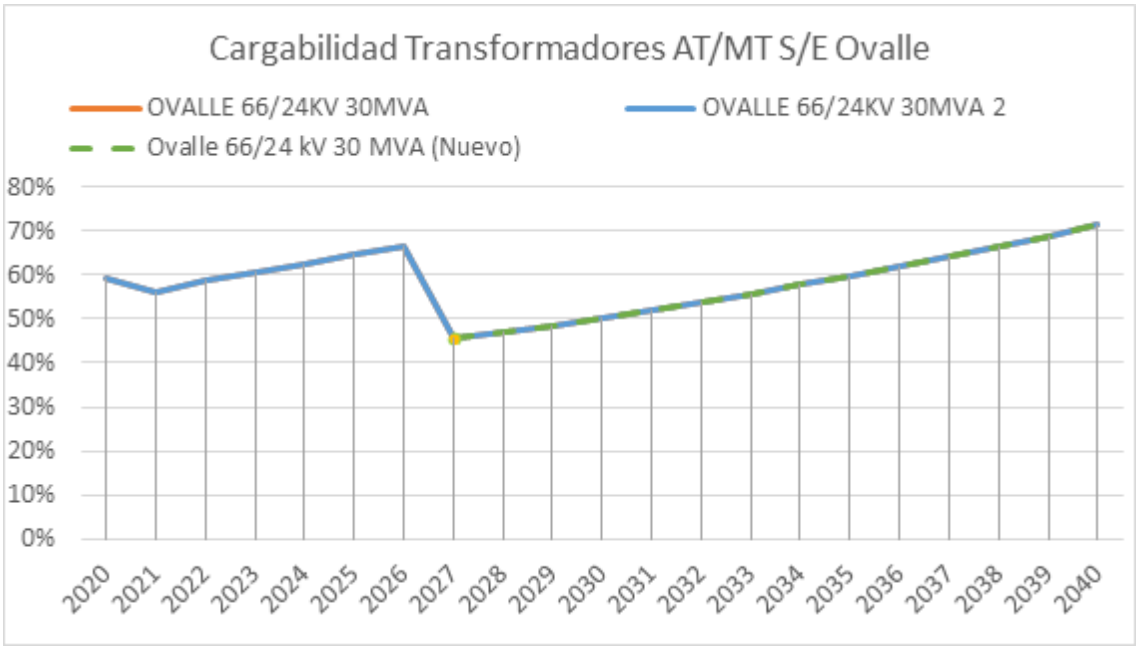


Figura 6-121. Cargabilidad proyectada transformadores AT/MT S/E Ovalle.

El proyecto propuesto consiste en nuevo transformador 66/23 kV de 30 MVA con CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Dentro de las especificaciones generales necesarias para la conexión del nuevo transformador, este se debe conectar al paño disponible a un costado del paño seccionador de 66 kV, el cual no presenta solicitudes de conexión a noviembre del 2020. En el lado

de media tensión, se debe considerar, la integración de cuatro posiciones adicionales en el parrón de 23 kV, con el fin de dar ubicación a un paño seccionador, uno para la llegada en MT del nuevo transformador y dos nuevos alimentadores futuros.

El costo estimado del nuevo transformador se presenta en la tabla 6-104.

Tabla 6-104. Valorización de la obra Nuevo Transformador 66/23 kV 30 MVA en S/E Ovalle.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.418**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**267**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.684**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**278**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.962**

6.10.2.1.2 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES

6.10.2.1.2.1 NORMALIZACIÓN PATIO DE 110 KV S/E CARDONES

La S/E Cardones de propiedad de Transelec se ubica la región de Atacama, comuna de Copiapó.

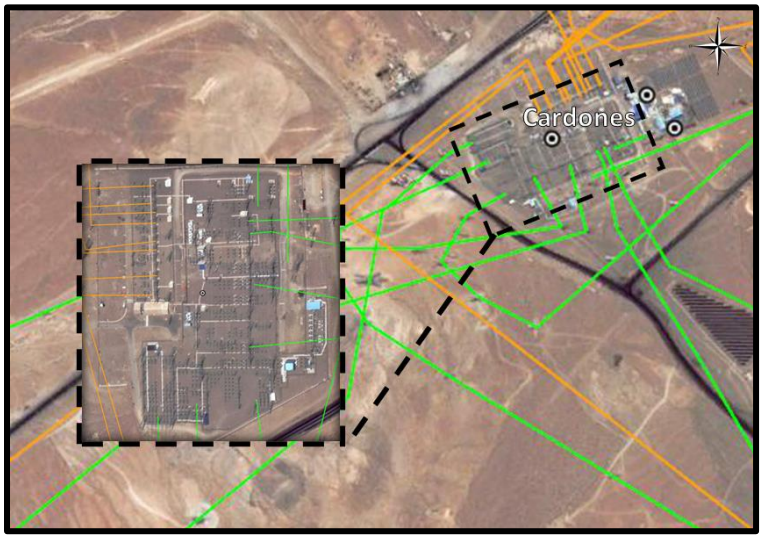


Figura 6-122. Emplazamiento S/E Cardones.

La S/E Cardones cuenta con un patio de 220 kV en Aire tiene una configuración de doble barra principal más barra de transferencia, con tres paños de transformación 220/110 kV conectados solo a una sección de barra, paño acoplador, paño seccionador y nueve paños de conexión para llegada de líneas de transmisión. El patio de 110 kV en aire tiene una configuración de barra principal seccionada, con tres paños de transformación y ocho paños de conexión para llegadas de líneas de transmisión.

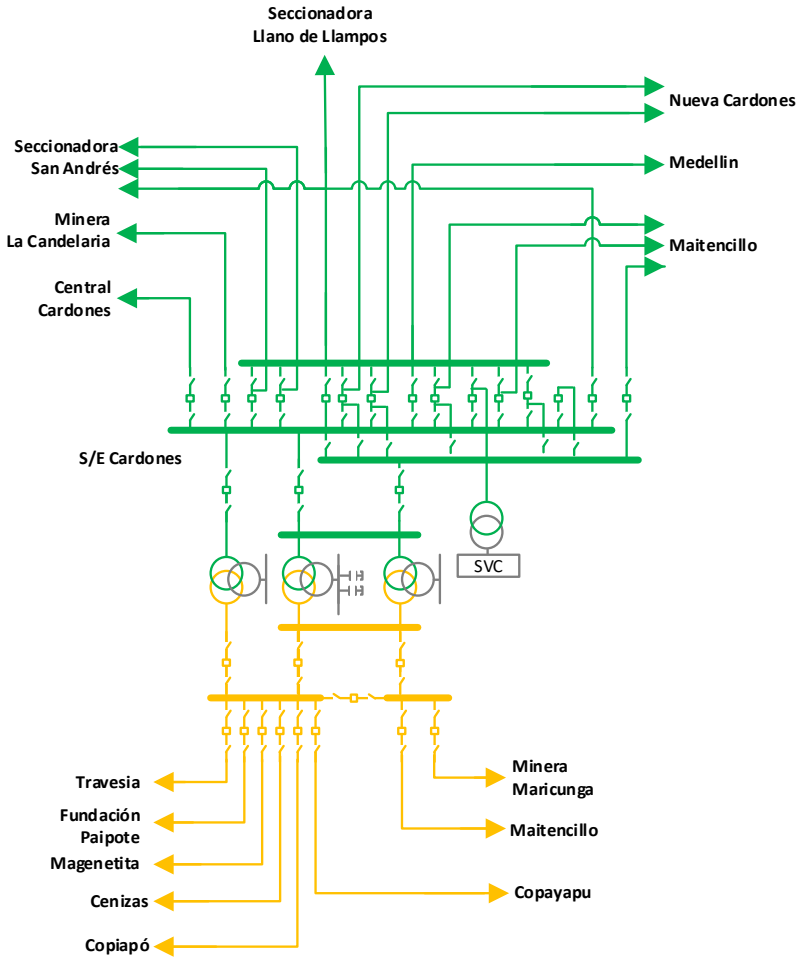


Figura 6-123. Diagrama Unilineal S/E Cardones.

Para dar cumplimiento a lo indicado en la NTSyCS en el patio de 220 kV, es necesaria la conexión de los actuales transformadores a la barra de transferencia junto con su equipamiento primario correspondiente, de manera de permitir una redundancia de barras para mantenimiento de interruptores. Dado que la barra de transferencia recorre todo el patio de 220 kV, es factible la nueva conexión que da el espacio para la instalación del equipamiento primario de maniobra.

En lo que respecta al patio de 110 kV, es necesaria la construcción de una nueva barra de transferencia junto con la construcción de un paño acoplador de barras y la conexión de los respectivos paños de línea y transformación a esta nueva barra. Se propone la instalación de la barra hacia el sector “Sur”, ya que queda con mejor posición para la instalación de equipamiento de maniobra (desconectadores), para conexión de los paños de línea y transformación a la nueva barra. El siguiente set de figuras, figura 6-124 a la figura 6-127, muestra la configuración y proyección de las normalizaciones descritas.

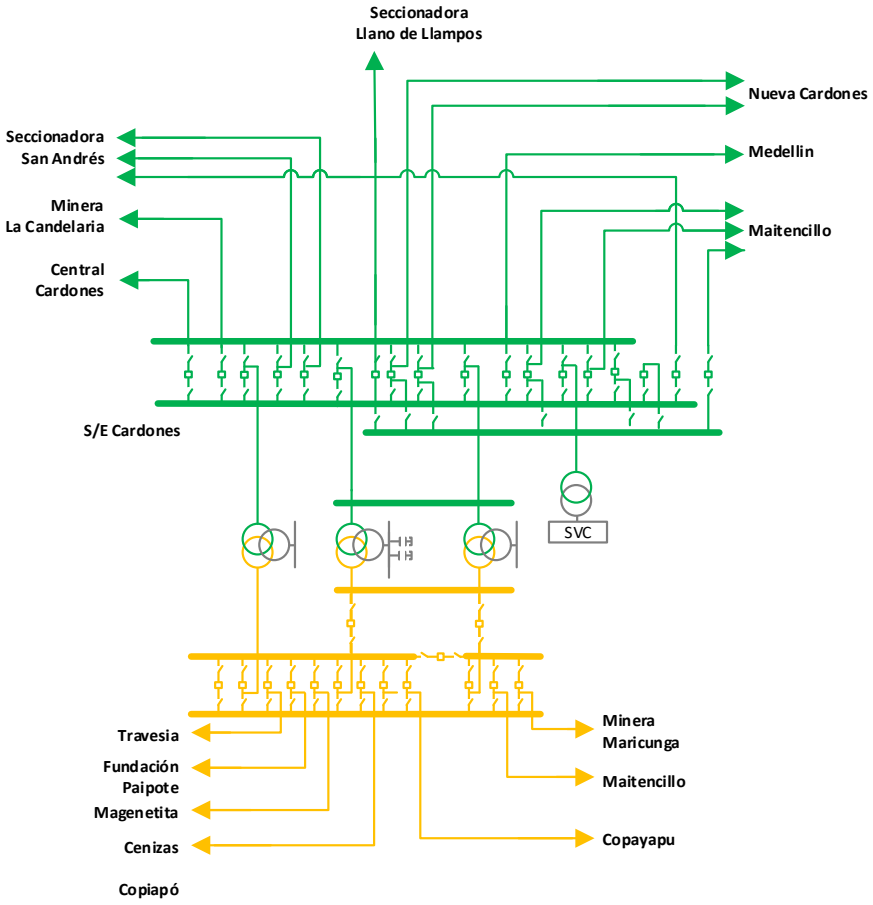


Figura 6-124. Diagrama Unilineal Normalización Patio 220 y 110 kV S/E Cardones.

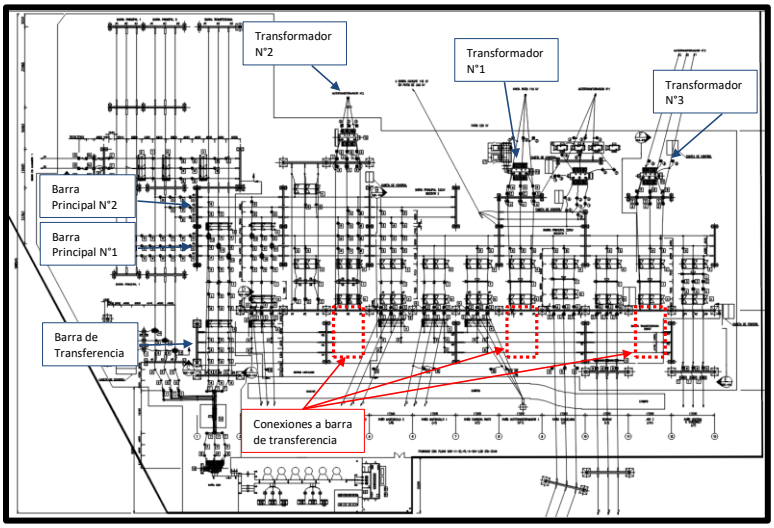


Figura 6-125. Disposición de Equipos Normalización Patio 220 kV S/E Cardones.

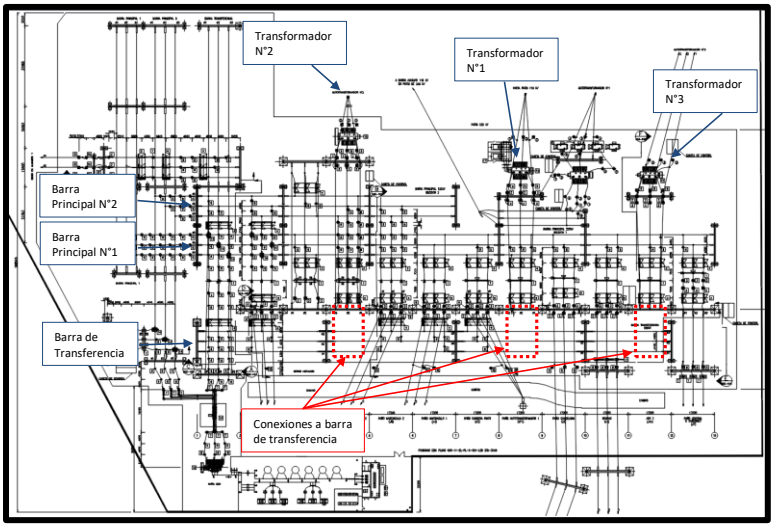


Figura 6-126. Disposición de Equipos Normalización Patio 110 kV S/E Cardones.

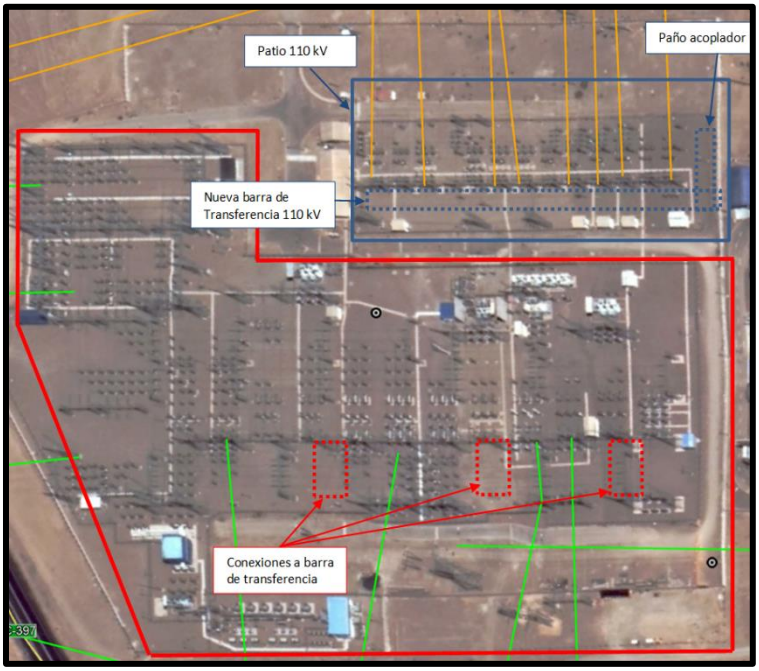


Figura 6-127. Disposición de Equipos Normalización Patio 220 y 110 kV S/E Cardones.

El proyecto propuesto corresponde a la normalización del patio de 220 kV y 110 kV de S/E Cardones, conectando los actuales transformadores a la barra de transferencias de 220 kV junto con su equipamiento primario, y la construcción de una barra de transferencias de 110 kV junto con la conexión de los paños de línea y transformación y la construcción de un paño acoplador.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-105.

Tabla 6-105. Valorización de la obra Normalización Patio de 110 kV S/E Cardones.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**5.503**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**759**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**6.262**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.033**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**7.295**

6.10.2.1.2.2 NORMALIZACIÓN PATIO DE 220 KV S/E CHOAPA

La subestación Choapa de propiedad de CGE se ubica en la región de Coquimbo, comuna de Los Vilos. La figura 6-128 muestra el emplazamiento de la S/E Choapa.

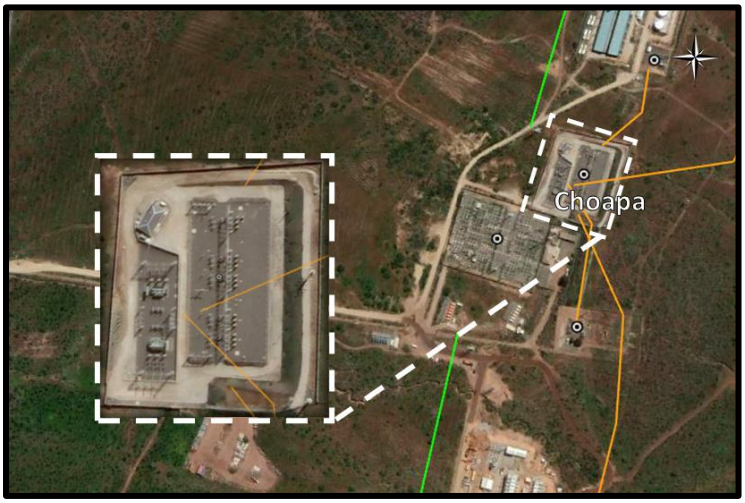


Figura 6-128. Emplazamiento S/E Choapa.

La S/E Choapa cuenta con un patio de 220 kV en Aire con una configuración barra simple, con dos paños de transformación.

El patio de 110 kV en aire tiene una configuración de barra simple, con un paño de transformación (ambos transformadores se conectan a través del mismo paño a una barra auxiliar de 110 kV y luego a la barra principal del patio de 110 kV) y cuatro paños de conexión para llegadas de líneas de transmisión.

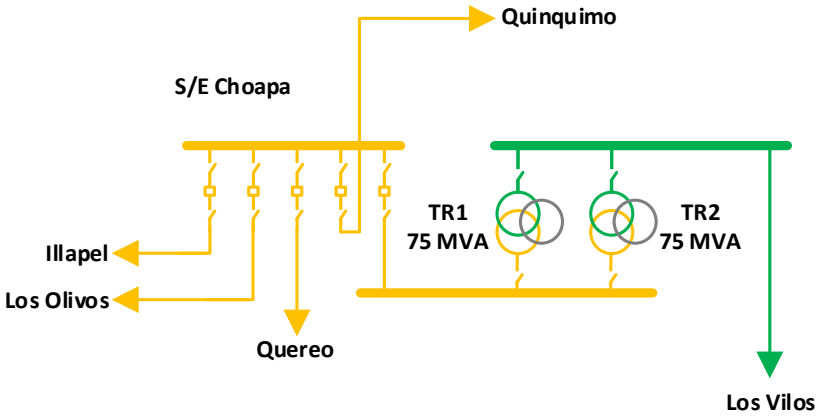


Figura 6-129. Diagrama Unilineal S/E Choapa.

Para dar cumplimiento a lo indicado en la norma, es necesaria la instalación de una nueva barra de transferencia en el patio de 220 kV para normalizar la conexión de los transformadores de poder. Se propone la instalación de una barra de transferencia al "Oeste" de la subestación, junto con el equipamiento de maniobra, y la conexión de cada transformador mediante cable aislado a la nueva barra.

En cuanto al patio de 110 kV, según lo establecido en el informe de ingeniería conceptual de subestación Choapa, que forma parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018 del Coordinador, que analiza la normalización de subestaciones del sistema de transmisión con la finalidad de que dichas instalaciones den cumplimiento a las severidades 8 y 9 establecidas en la NTSyCS, se ha determinado que el patio de 110 kV de la subestación debiese modificarse a una configuración de doble barra principal más barra de transferencia, incorporando paño acoplador y seccionador de barras, adicionalmente se normaliza la conexión de los transformadores, añadiendo otro paño de conexión y eliminando la actual barra auxiliar de 110 kV, de manera que cada transformador tuviese un paño propio de conexión al patio de 110 kV en su nueva configuración de barras. Lo establecido en el informe referido logra dar cumplimiento al requerimiento de la NTSyCS de tener una configuración de barra con redundancia para mantenimiento de interruptores, por lo que el presente informe considera la propuesta 2018 de manera paralela a la actual.

El siguiente set de figuras, figura 6-130 a la figura 6-132, muestra la configuración y proyección de las normalizaciones descritas.

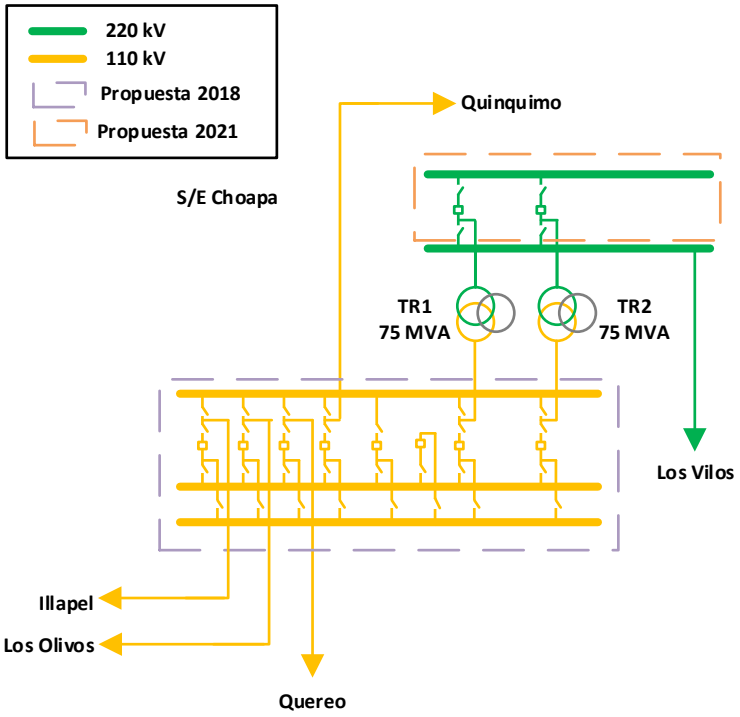


Figura 6-130. Diagrama Unilineal Normalización Patio 220 y 110 kV S/E Choapa.

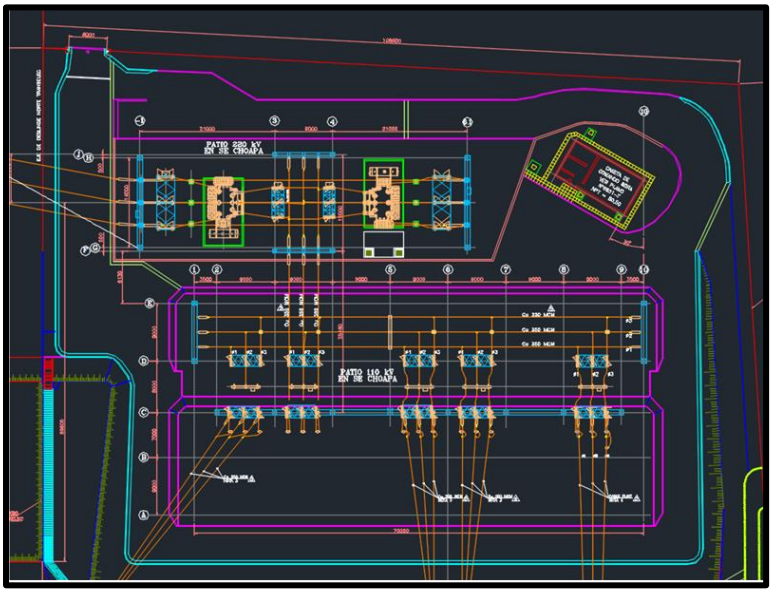


Figura 6-131. Disposición de Equipos Normalización Patio 220 y 110 kV S/E Choapa.

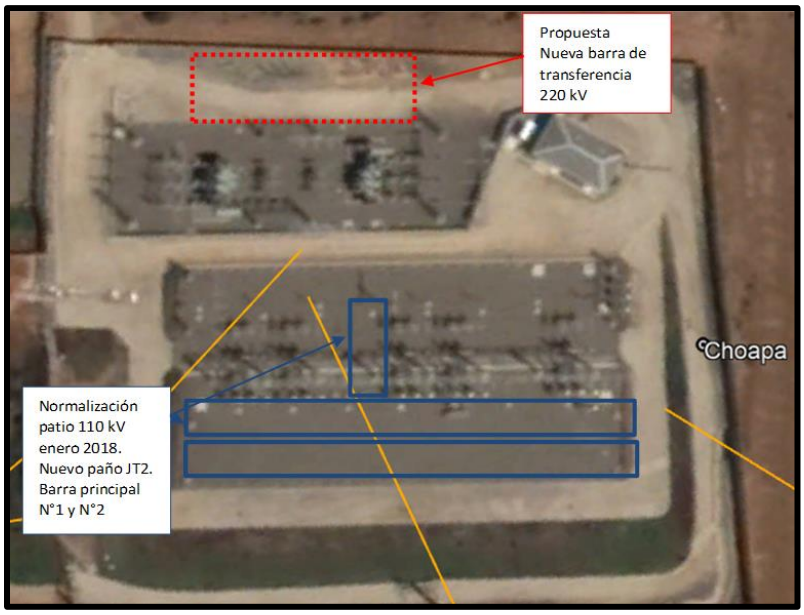


Figura 6-132. Emplazamiento Normalización Patio 220 y 110 kV S/E Choapa.

El proyecto propuesto corresponde a la normalización del patio de 220 kV de S/E Choapa instalando una nueva barra de transferencia junto con el equipamiento de maniobra, y la conexión de cada transformador mediante cable aislado a la nueva barra.

El costo estimado de proyecto se presenta en la tabla 6-106.

Tabla 6-106. Valorización de la obra Normalización Patio de 220 kV S/E Choapa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.508**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**456**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.964**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**654**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.618**

6.10.3 ZONA QUINTA REGIÓN

6.10.3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.3.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

Conforme al desarrollo del diagnóstico de la zona quinta para el periodo 2020 a 2026, se han identificado las siguientes ampliaciones necesarias, dado que la cargabilidad de los transformadores AT/MT sobrepasa el 85 % durante el periodo de análisis. A continuación, la tabla 6-107 muestra los transformadores AT/MT con cargabilidades por sobre el 85%.

Tabla 6-107. Transformadores Zona Quinta Cargabilidad sobre 85% 2021-2026

Transformador	Cargabilidad
EL MELON 44/12KV 8MVA 2	93%
LAS PIÑATAS 66/12.5KV 1.88MVA	97%
LEYDA 115/13.8KV 12.5MVA	93%
SAN SEBASTIAN 66/12KV 18.3MVA	86%

A partir de lo anterior, se proponen las obras necesarias para dar solución a la problemática detectada.

6.10.3.1.1.1 NUEVO TRANSFORMADOR 44/12 KV 25 MVA EN S/E EL MELÓN

La S/E El Melón 44/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Nogales, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.133 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6.133. Ubicación de S/E 44/12 kV El Melón.

Actualmente la S/E El Melón es abastecida radialmente desde la S/E La Calera, mediante una línea de 11,9 km de longitud en nivel de tensión 44 kV, la cual está compuesta por cuatro tramos: el primer tramo de 1,05 km de longitud y capacidad de 24,2 MVA, el segundo tramo de extensión de 0,76 km y capacidad 26,5 MVA, el tercer tramo tiene una longitud de 0,6 km y capacidad de 30 MVA y el último tramo tiene una extensión de 9,5 km y capacidad 26,5 MVA, todas las capacidades consideradas a 35 °C. Esta subestación está conformada por un patio de 44 kV configuración barra simple y un patio en nivel de tensión 12 kV, también en barra simple. La subestación cuenta con dos transformadores de poder 44/12 kV 8 MVA, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.134 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E El Melón.

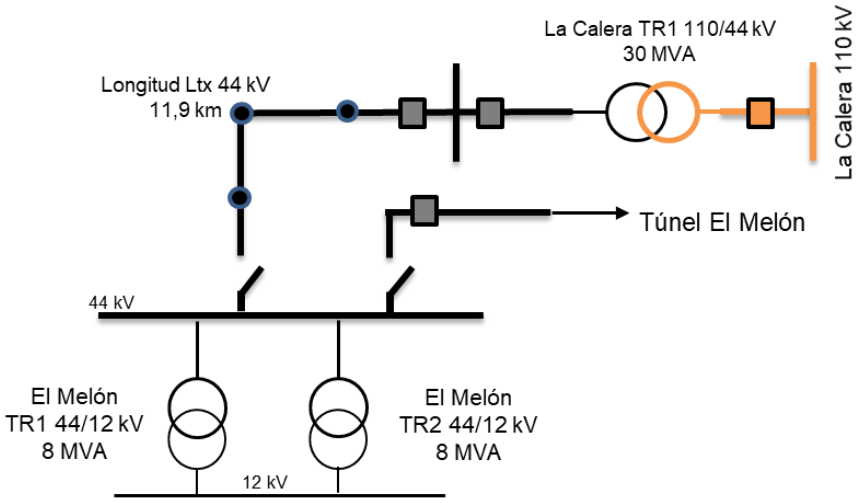


Figura 6.134. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación 44/12 kV El Melón.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio de los transformadores de la subestación no supera el 85% de la capacidad de la subestación en el horizonte de análisis. Sin embargo, la unidad TR2 sobrepasa este valor a partir del año 2023 alcanzado al año 2026 el 93% de su uso nominal. A la fecha no se ha obtenido información, referente a la opción de equilibrar la carga de esta instalación a través de obras o maniobras en la red de distribución de la zona. Por lo anterior se propone el aumento de capacidad de esta instalación. La figura 6.135 muestra la cargabilidad de la S/E El Melón 44/12 kV.

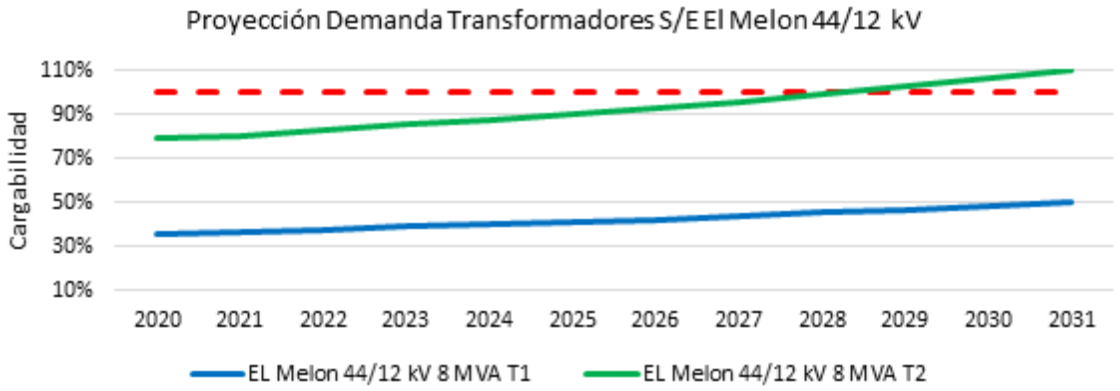


Figura 6.135. Cargabilidad S/E EL Melón 44/12 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de un nuevo transformador 44/12 kV – 25 MVA, en configuración patio AT barra seccionada, y patio MT barra con acople a barras existentes, sumado a una barra de transferencia común. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-108.

Tabla 6-108. Valorización de la obra Nuevo Transformador en S/E El Melón.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.676**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**369**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.044**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**348**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.392**

6.10.3.1.1.2 NUEVO TRANSFORMADOR 66/12 KV 10 MVA EN S/E LAS PIÑATAS

La S/E Las Piñatas 66/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de El Quisco, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.136 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6.136. Ubicación de S/E Las Piñatas 66/12 kV.

Actualmente la subestación es abastecida radialmente a través de un tap off de la línea 1x66 kV San Jerónimo – Tap El Manzano, la cual a su vez es un tap off de la línea 2x66 kV Laguna Verde – Tap Algarrobo. Esta subestación no cuenta con un patio AT y la configuración de su barra MT es de barra simple, la subestación cuenta con un transformador de poder 66/12,5 kV -1,875 MVA, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.137 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Las PIñatas.

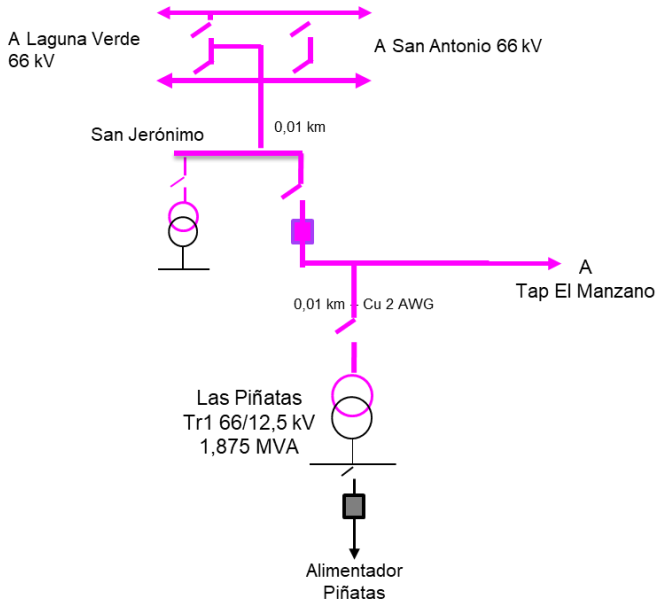


Figura 6.137. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Las Piñatas 66/12,5 kV.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio del transformador de la subestación supera el 85% a partir del año 2021 alcanzando el 97% de su capacidad nominal el año 2026. Debido a lo anterior esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo.

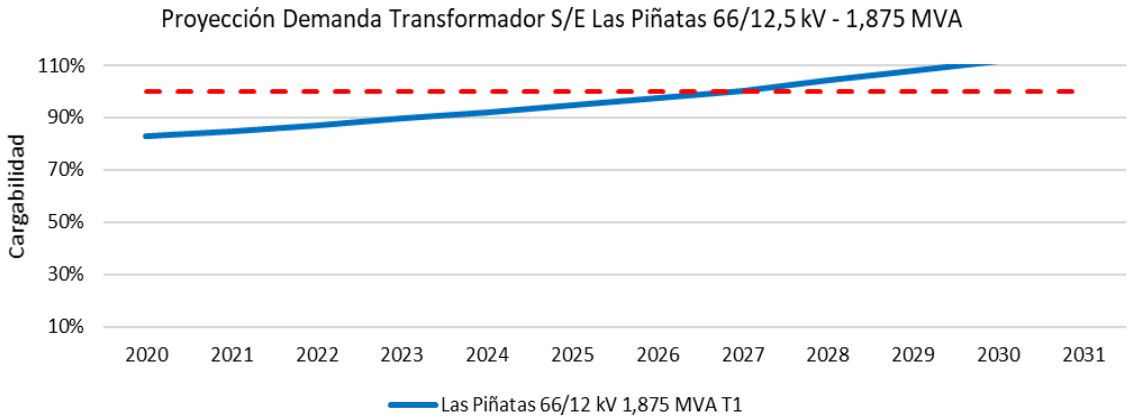


Figura 6.138. Cargabilidad S/E Las Piñatas 66/12 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de un nuevo transformador 66/12 kV – 10 MVA, en configuración patio AT barra seccionada, y patio MT barra principal con acople a barras existentes, sumado a una barra de transferencia común. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona, el transformador actual debe quedar como reserva en frío para esta instalación. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla,

donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-109.

Tabla 6-109. Valorización de la obra Nuevo transformador en S/E Las Piñatas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.776**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**391**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.166**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**368**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.535**

6.10.3.1.1.3 NUEVO TRANSFORMADOR 115/13,8 KV 25 MVA EN S/E LEYDA

La S/E Leyda 115/13,2 kV se encuentra ubicada en la comuna de San Antonio, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.139 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6.139. Ubicación de S/E Las Leyda 115/13,2 kV.

Actualmente la S/E Leyda es abastecida desde la línea 2x110 kV San Antonio – Alto Melipilla mediante el esquema de entrada – salida al circuito 2 de la línea mencionada anteriormente. Esta subestación cuenta con un patio AT en configuración barra principal y la configuración de su patio MT es de barra simple, la subestación cuenta con un transformador de poder 115/13,2 kV 12,5 MVA,

que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.139 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Leyda.

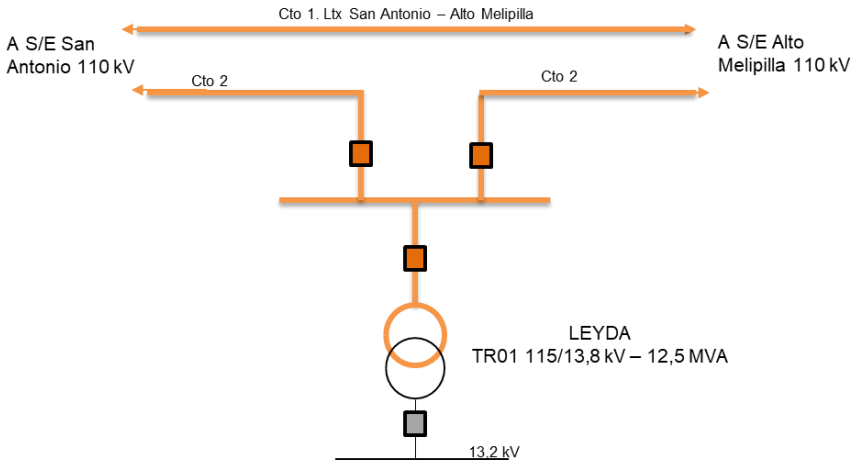


Figura 6.140. Diagrama Unilineal Simplificado de S/E Leyda 115/13,2 kV.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio del transformador de la subestación supera el 85% a partir del año 2023 alcanzando el 93% de su capacidad nominal el año 2026. Debido a lo anterior esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo. La figura 6.141 muestra la proyección de demanda del transformador en S/E Leyda 115/13,2 12,5 MVA.

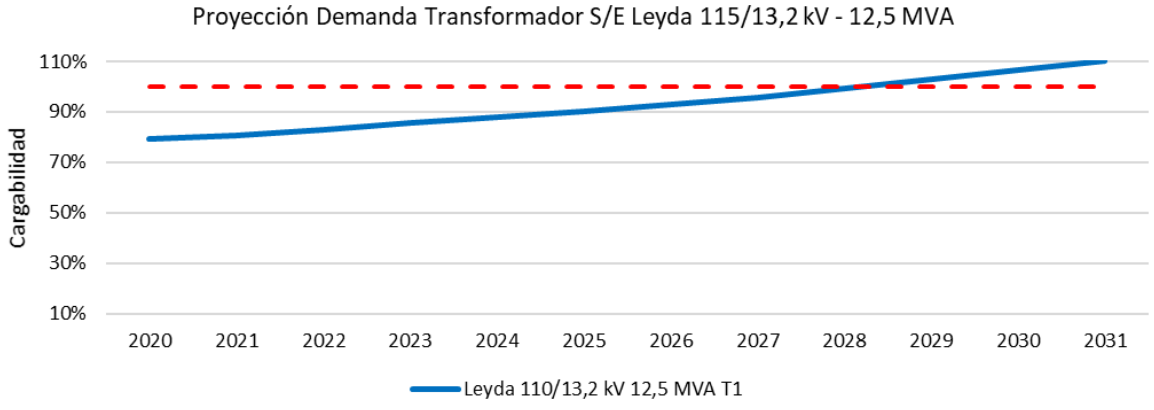


Figura 6.141. Cargabilidad S/E Leyda 115/13,2 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de un nuevo transformador 110/13,5 kV 30 MVA, barra AT en barra principal (configuración H), y barra MT principal más barra de transferencia. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona, el transformador actual debe quedar como reserva en frío para esta instalación. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-110.

Tabla 6-110. Valorización de la obra Nuevo transformador S/E Leyda.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.060**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**387**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.447**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**404**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.851**

6.10.3.1.1.4 NUEVO TRANSFORMADOR 66/12 KV 30 MVA EN S/E SAN SEBASTIÁN

La Subestación San Sebastian 66/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de El Tabo, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.142 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6.142. Ubicación de S/E San Sebastián 66/12 kV.

Actualmente la S/E San Sebastián es abastecida desde la línea 2x66 kV Tap Algarrobo - San Antonio mediante un tap – off a la línea mencionada anteriormente. Esta subestación cuenta con un patio AT y MT de configuración barra simple. La subestación cuenta con un transformador de poder 66/12 kV -18,3 MVA, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.143 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E San Sebastián.

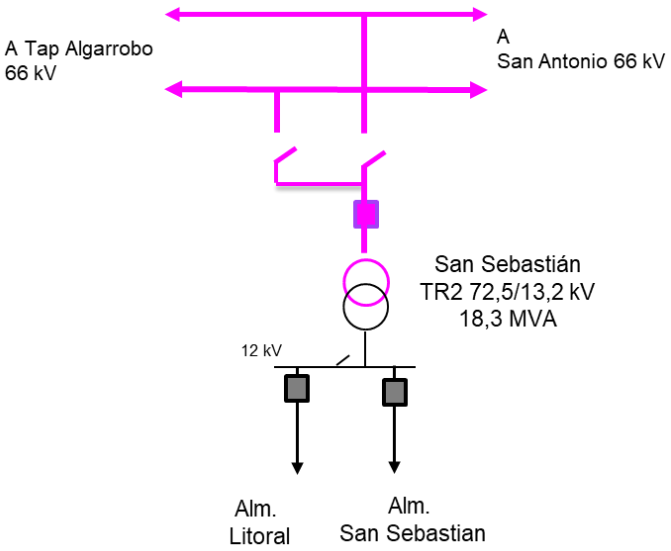


Figura 6.143. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación San Sebastián 66/12 kV.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio del transformador de la subestación supera el 85% a partir del año 2025. Debido a lo anterior esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo. La figura 6.144 muestra la proyección de demanda del transformador en S/E San Sebastián 72,5/13,2 kV 18,3 MVA.

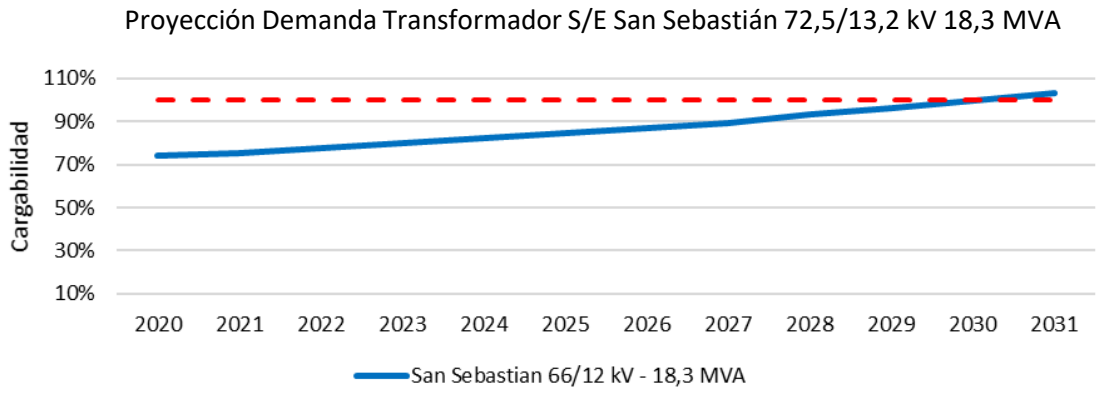


Figura 6.144. Cargabilidad S/E San Sebastián 72,5/13,2 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de un nuevo transformador 66/12 kV 30 MVA, barra AT en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia, la sección MT deberá tener una configuración barra principal con acople a barras existentes más barra de transferencia. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona, el transformador actual debe quedar como reserva en frío para esta instalación. El costo de este proyecto se presenta en la siguiente tabla, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-111.

Tabla 6-111. Valorización de la obra Nuevo Transformador S/E San Sebastián.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.996**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**439**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.435**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**414**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.849**

6.10.3.1.1.5 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 30 MVA EN S/E LOS PLACERES

La S/E Los Placeres 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Valparaíso, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.145 muestra una vista aérea de la S/E.

Figura 6.145. Ubicación de S/E Los Placeres 110/12 kV.

Actualmente la S/E Los Placeres es abastecida desde la línea 2x110 kV Agua Santa – Laguna Verde mediante un tap – off a la línea mencionada anteriormente. Esta subestación cuenta con un patio AT de configuración doble barra y patio MT de configuración barra seccionada. La subestación cuenta con dos transformadores 110/12 kV 30 MVA y 25 MVA, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.146 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Los Placeres.

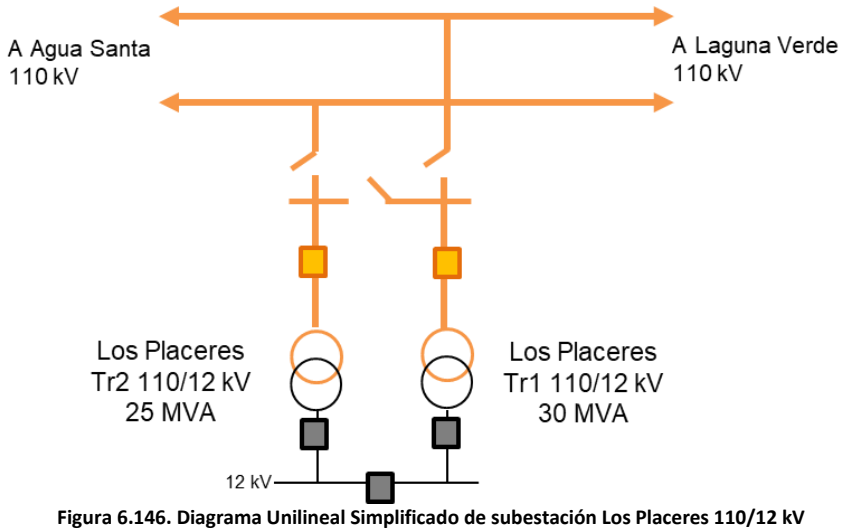


Figura 6.146. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Los Placeres 110/12 kV

La S/E Los Placeres es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la Metodología y Criterios de Planificación de SS/EE Zonales, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-112.

Tabla 6-112. Antecedentes S/E Los Placeres.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Los Placeres	2	1x30 y 1x25	30	41

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo de este proyecto es presentado en la tabla 6-113.

Tabla 6-113. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Los Placeres.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.250**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**423**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.673**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**433**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.106**

6.10.3.1.1.6 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 30 MVA EN S/E PEÑABLANCA

La S/E Peñablanca 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Villa Alemana, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.147 muestra una vista aérea de la S/E Peñablanca.

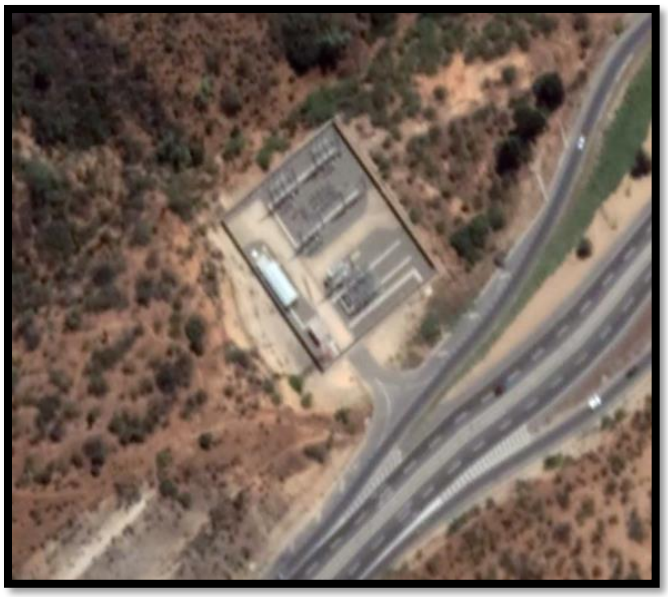


Figura 6.147. Ubicación de S/E Peñablanca 110/12 kV.

Actualmente la S/E Peñablanca es abastecida desde la línea 2x110 kV San Pedro – Miraflores mediante un tap off. Esta subestación cuenta con un patio AT en configuración barra simple y patio MT de configuración barra principal más barra de transferencia. La subestación cuenta con un transformador 110/12 kV 30 MVA, que abastece a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.148 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E San Sebastián.

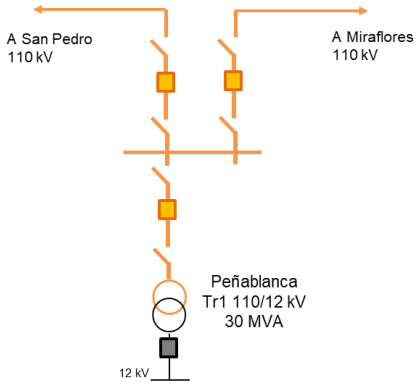


Figura 6.148. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Peñablanca 110/12 kV

La subestación Los Peñablanca es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la Metodología y Criterios de Planificación de SS/EE Zonales, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis se presenta en la tabla 6-114.

Tabla 6-114. Antecedentes S/E Peñablanca.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Peñablanca	1	1x30	0	23

Si bien la demanda máxima es menor que la potencia firme de la subestación, al ser una única unidad no cumple con los criterios de la Metodología y Criterios de Planificación de SS/EE Zonales. El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo del proyecto propuesto es presentado en la tabla 6-115.

Tabla 6-115. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Los Peñablanca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.103**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**395**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.499**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**412**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.911**

6.10.3.1.1.7 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 30 MVA EN S/E REÑACA

La S/E Reñaca 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Viña del mar, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6.149 muestra una vista aérea de la S/E.

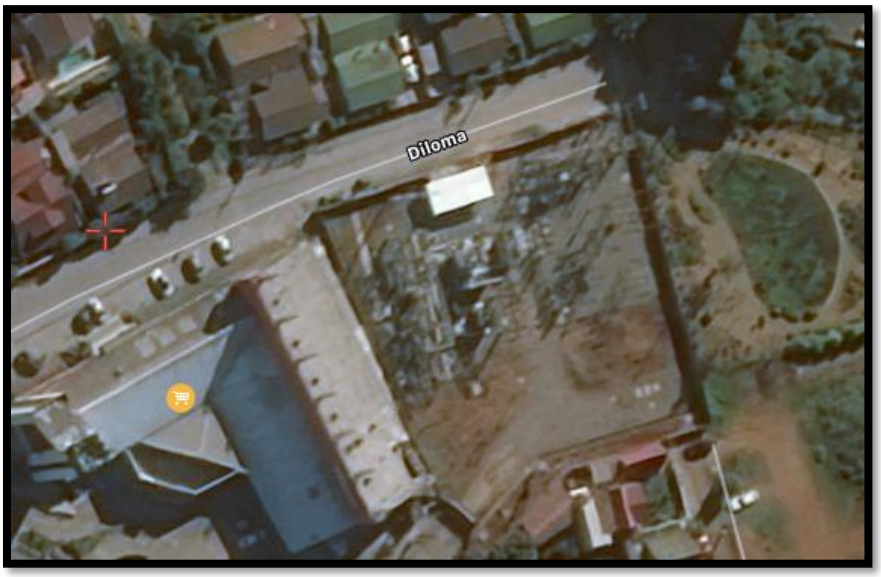


Figura 6.149. Ubicación de S/E Reñaca 110/12 kV.

Actualmente la S/E Reñaca es abastecida desde la línea 1x110 kV Concón – Reñaca mediante un tap off. Esta subestación cuenta con un patio AT en configuración barra simple y patio MT de configuración barra simple seccionada. La subestación cuenta con dos transformadores 110/12 kV de 30 MVA y 22,5 MVA respectivamente, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.150 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Reñaca.

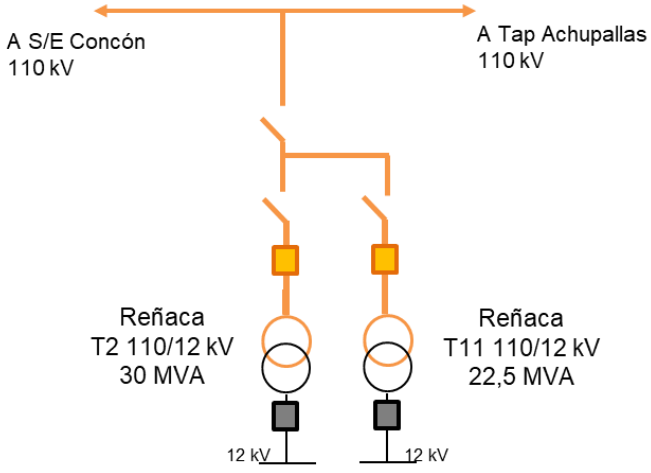


Figura 6.150. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Reñaca 110/12 kV.

La subestación Reñaca es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la Metodología y Criterios de Planificación de SS/EE Zonales, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-116.

Tabla 6-116. Antecedentes S/E Reñaca.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Reñaca	2	1x30 y 1x22,5	27	40

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. La tabla 6-117 muestra el costo estimado del proyecto.

Tabla 6-117. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Reñaca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.086**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**392**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.478**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**409**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.887**

6.10.3.1.1.8 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 30 MVA EN S/E SAN PEDRO

La Subestación San Pedro 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Quillota, la cual pertenece a la Región de Valparaíso. La figura 6-188 muestra una vista aérea de la S/E San Pedro.

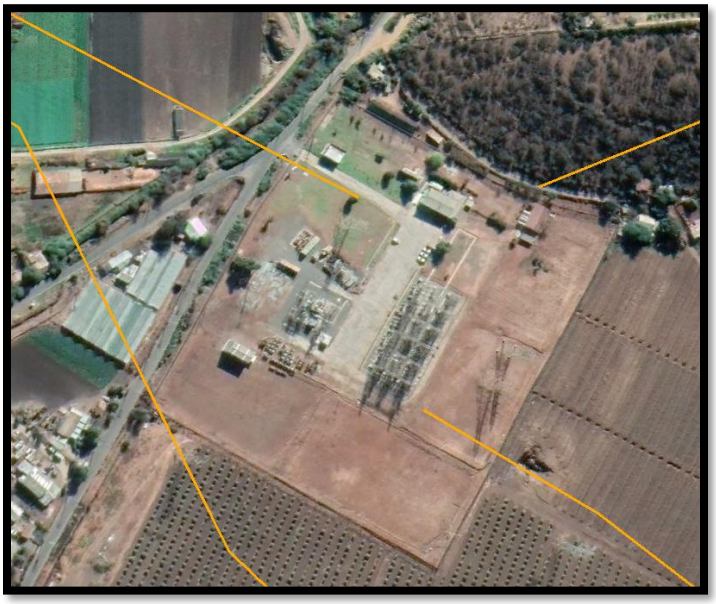


Figura 6.151. Ubicación de S/E San Pedro 110/12 kV.

Actualmente la subestación es abastecida desde las líneas 2x110 kV Las Vegas – San Pedro, 2x110 kV Ventanas – San Pedro y 2x110 kV San Pedro – Quillota. Esta subestación cuenta con un patio AT en configuración doble barra y patio MT de configuración barra simple seccionada. La subestación cuenta con dos transformadores 110/12 kV de 30 MVA y 25 MVA respectivamente, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.152 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E San Pedro.

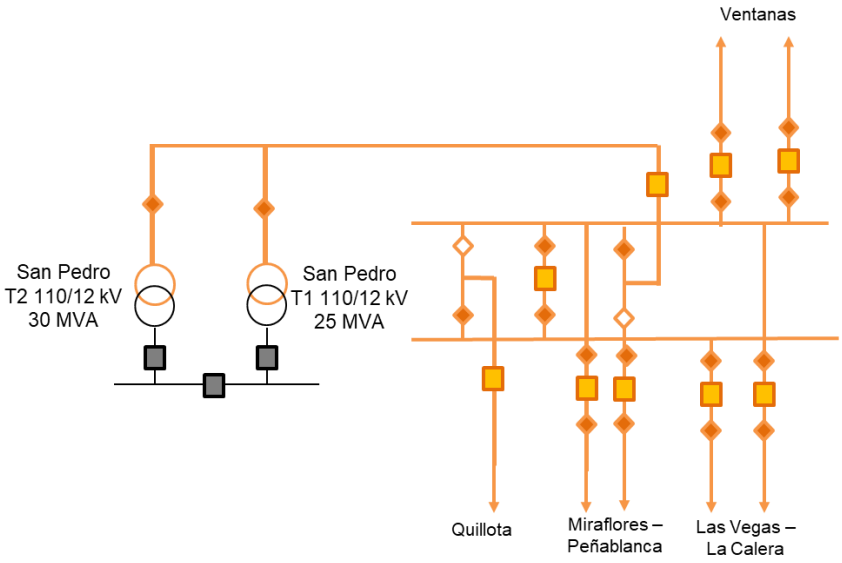


Figura 6.152. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación San Pedro 110/12 kV.

La subestación San Pedro es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la Metodología y Criterios de Planificación de SS/EE Zonales, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la Tabla 6-118.

Tabla 6-118. Antecedentes S/E San Pedro.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
San Pedro	2	1x30 y 1x25	30	44

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 110/12 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo estimado del proyecto es presentado en la tabla 6-119.

Tabla 6-119. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E San Pedro.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.615**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**304**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.919**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**317**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.236**

6.10.3.1.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Conforme al desarrollo del diagnóstico de la zona quinta para el periodo 2020 a 2026 se han identificado las siguientes ampliaciones de capacidad para líneas. Las ampliaciones obedecen a restricciones de capacidad (debido principalmente a temperatura) que ocurren en la Zona de Aconcagua, específicamente en la zona comprendida entre las SS/EE Tap Los Maquis 110 kV y San Rafael 110 kV. La solución a esta problemática ha sido desarrollada en la propuesta de expansión 2020 con el proyecto "Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis", el cual consiste en el reemplazo del conductor actual por uno de al menos 180 MVA de capacidad a 37 °C.

6.10.3.2 IMPACTO LOCAL DEBIDO AL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

En esta sección se analiza el impacto para la red de transmisión zonal de la Quinta Región Costa, en términos de suficiencia y seguridad, al considerar la aprobación de la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica (ERE) de la Central Ventanas I y II, lo anterior según lo informado por la Empresa AES Gener mediante carta del 26 de diciembre de 2020, habiendo comunicado su retiro y cese de operaciones en los términos que establece el artículo 72º - 18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, a partir del 29 de diciembre de 2025.

A continuación, la tabla 6-142 muestra las consideraciones establecidas para los análisis de esta sección:

Tabla 6-120. Definición de escenario base y contingencias - zona quinta.

Escenario Base 2021 a 2025	Contingencias solo 2025
1. 2° Transformador Agua Santa. Fecha puesta en servicio: agosto 2021. 2. Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa. Fecha puesta en servicio: agosto 2024. 3. Aumento De Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas – Esperanza y Aumento de capacidad línea 1x110 Esperanza – Río Aconcagua Fecha puesta en servicio: julio 2024. 4. Habilitación segundo circuito línea 2x110 kV San Pedro – Quillota Fecha puesta en servicio: julio 2024. 5. Inicio ERE Ventanas I y II: 29 de diciembre 2020.	1. Salida transformador 220/110 kV 300 MVA S/E Ventanas. 2. Salida de un transformador 220/110 kV S/E Quillota. 3. Salida Ltx 2x110 kV Quillota – San Pedro. 4. Salida de un transformador 220/110 kV 300 MVA S/E Agua Santa. 5. Salida de un circuito Ltx 2x110 kV Agua Santa – Miraflores.Salida de un circuito Ltx 2x110 kV Agua Santa – Miraflores más un Trafo de S/E Agua Santa.

A continuación, la tabla 6-195 presenta los niveles de cargabilidad del sistema en estudio, para el escenario base, el cual corresponde a la máxima exigencia del sistema Quinta Región Costa, siendo esta la proyección de la demanda para el periodo invierno noche, condición normal de operación.

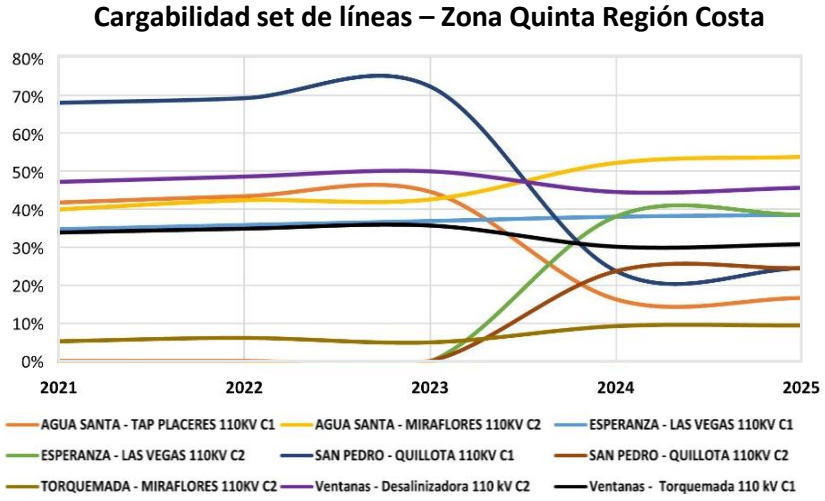


Figura 6.153.: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario base.

De los resultados se observa que, en condición normal de operación, no existen líneas que excedan los límites de capacidad de transmisión nominales en el horizonte de análisis. Adicionalmente, en la figura 6.153 se observa que las líneas San Pedro - Quillota 110 kV y Agua Santa - Tap Placeres 110 kV, presentan una disminución de sus capacidades a partir del año 2024, debido a la puesta en servicio de los proyectos Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa (DE N°418/2017) y Habilitación de Segundo Circuito Línea 2x110 kV San Pedro - Quillota (DE N°171/2020). Respecto a los niveles de tensión, cabe indicar qué, para el caso base evaluado, éstos se encuentran dentro de los rangos de tensión establecidos en la NTSyCS.

Para evaluar el desempeño de la seguridad de la zona Quinta Costa, se analizan las contingencias definidas en la tabla 6-120, obteniendo los resultado mostrados en la Tabla 6-121.

Tabla 6-121. Resultados de Cargabilidad en líneas Zona Quinta. Contingencias C1 a C6.

Líneas	Normal 2025	C1	C2	C3	C4	C5	C6
AGUA SANTA - TAP PLACERES 110KV C1	17%	13%	16%	17%	9%	17%	9%
AGUA SANTA - TAP PLACERES 110KV C2	17%	13%	16%	17%	9%	17%	9%
AGUA SANTA - MIRAFLORES 110KV C1	54%	78%	58%	55%	43%	0%	0%
AGUA SANTA - MIRAFLORES 110KV C2	54%	78%	58%	55%	43%	**106%**	86%
ESPERANZA - LAS VEGAS 110KV C1	39%	49%	42%	39%	40%	39%	40%
ESPERANZA - LAS VEGAS 110KV C2	39%	49%	42%	39%	40%	39%	40%
SAN PEDRO - QUILLOTA 110KV C1	25%	37%	18%	47%	27%	25%	27%

Líneas	Normal 2025	C1	C2	C3	C4	C5	C6
SAN PEDRO - QUILLOTA 110KV C2	25%	37%	18%	0%	27%	25%	27%
TORQUEMADA - MIRAFLORES 110KV C1	9%	31%	10%	10%	6%	9%	5%
TORQUEMADA - MIRAFLORES 110KV C2	9%	31%	10%	10%	6%	9%	5%
Ventanas - Desalinizadora 110 kV C2	46%	22%	45%	46%	51%	46%	51%
Desalinizadora - Torquemada 110 kV C2	26%	2%	25%	26%	31%	27%	31%
Ventanas - Torquemada 110 kV C1	31%	7%	30%	31%	36%	31%	36%

De la tabla 6-121 se aprecia que sólo la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores presenta una condición de sobrecarga frente a la salida de un circuito de esta instalación. Al respecto, se debe indicar que la sobrecarga es menor al 7% de la capacidad nominal de la línea y está presente para una temperatura ambiente de 25°C condición noche, lo cual otorga un grado de flexibilidad. Es importante destacar que para la contingencia C6, la cual aparte de la salida de un circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores suma la salida de un transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa, muestra que la cargabilidad del circuito que queda operativo, es menor al valor nominal, debido a que al quedar un solo transformador operativo en S/E Agua Santa, el aumento de impedancia ocasiona que disminuya el flujo de corriente por la línea en análisis. Finalmente, se indica que se debe verificar la capacidad de la línea Agua Santa – Miraflores, debido a que ha sido informada compuesta por un conductor ACAR 1400 MCM, el cual posee una capacidad de transporte en corriente informada en la plataforma INFOTECNICA menor a la información de fabricantes de este conductor.

6.10.4 ZONA METROPOLITANA

6.10.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.4.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

Conforme al desarrollo del diagnóstico de la zona de la Región Metropolitana para el periodo 2020 a 2026, se han identificado transformadores AT/MT en que la cargabilidad sobrepasa el 85% durante el periodo de análisis, motivado por el crecimiento vegetativo de la demanda eléctrica y la política del Ministerio de Transporte que otorga incentivos al transporte público de bajas emisiones, fomentado el desarrollo de la Electromovilidad para el transporte público de la Región Metropolitana. Lo anterior, se refleja en la solicitud de puntos de suministro específicos que repercuten en la red zonal de la capital. A continuación, la tabla 6-122 muestra los transformadores AT/MT con cargabilidades por sobre el 85%.

Tabla 6-122. Transformadores Zona Metropolitana cargabilidad sobre 85%, horizonte 2020-2026.

Transformador	Cargabilidad
ANDES 110/12.5 KV 25 MVA 2	102%
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 1	96%
CARRASCAL 110/12.5KV 22.4MVA 2	95%
BICENTENARIO 110/12.5 KV 25 MVA 1	113%
CLUB HIPICO 110/12.5 KV 50 MVA 3	102%
LAS ACACIAS 110/23.5 KV 37.5 MVA 1	104%
LO BOZA 110/12.5 KV 25 MVA 1	101%
LO BOZA 110/12.5 KV 50 MVA 4	115%
MARISCAL 110/12 kV 30 MVA T1	118%
MACUL 110/12.5 KV 50 MVA 4	101%
PAJARITOS 110/12.5 KV 50 MVA 1	111%
PAJARITOS 110/12.5 KV 50 MVA 2	104%
RECOLETA 110/12.5 KV 50 MVA 3	112%
RECOLETA 110/13.2 KV 25 MVA 1	94%
SAN JOSÉ 110/12.5 KV 50 MVA 4	191%
SAN JOSÉ 110/13.2 KV 25 MVA 2	111%
SANTA RAQUEL 110/12.5 KV 22.4 MVA 4	111%
SANTA RAQUEL 110/12.5 KV 50 MVA 1	104%

Es muy importante mencionar que las obras que surjan por electromovilidad deben ser promovidas mediante el uso del artículo 102°, debido a que la ejecución y puesta en servicio de los proyectos de Electromovilidad se ejecutan en un menor plazo.

Se debe indicar que en la tabla 6-123, se presentan las instalaciones que ya poseen una solución planteada a su problemática:

Tabla 6-123. Transformadores Zona Metropolitana que presentan una solución en el horizonte de análisis.

Transformador	Posee Solución
BICENTENARIO 110/12.5 KV 25 MVA 1	Posee un proyecto de aumento de capacidad RE N°418/2017. Capacidad conjunta de transformadores de S/E es menor al 85%
CLUB HIPICO 110/12.5 KV 50 MVA 3	Posee un proyecto de aumento de capacidad RE N°418/2017. Capacidad conjunta de transformadores de S/E es menor al 85%
LAS ACACIAS 110/23.5 KV 37.5 MVA 1	Capacidad conjunta de transformadores de S/E es menor al 85%
LO BOZA 110/12.5 KV 25 MVA 1	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto " Aumento de capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA "
LO BOZA 110/12.5 KV 50 MVA 4	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto " Aumento de capacidad S/E Lo Boza. Reemplazo Unidad 110/12 kV – 22,4 MVA por unidad de 110/12 kV – 50 MVA "
MARISCAL 110/12 kV 30 MVA T1	Posee un proyecto de aumento de capacidad RE N°418/2017. Capacidad conjunta de transformadores de S/E es menor al 85%
PAJARITOS 110/12.5 KV 50 MVA 1	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto "Aumento de capacidad S/E Pajaritos. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA."
PAJARITOS 110/12.5 KV 50 MVA 2	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto "Aumento de capacidad S/E Pajaritos. Nueva Unidad 110/12 kV – 50 MVA."
SAN JOSÉ 110/12.5 KV 50 MVA 4	Posee un proyecto de aumento de capacidad RE N°418/2017
SAN JOSÉ 110/13.2 KV 25 MVA 2	Posee un proyecto de aumento de capacidad RE N°418/2017
SANTA RAQUEL 110/12.5 KV 22.4 MVA 4	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto "Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel"
SANTA RAQUEL 110/12.5 KV 50 MVA 1	En propuesta 2019 del Coordinador se presenta proyecto "Nuevo transformador 110/12,5 kV 50 MVA S/E Santa Raquel"

A partir de lo anterior, se proponen la siguiente obra para dar solución a la problemática detectada.

6.10.4.1.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E ANDES

La S/E Andes 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de La Reina, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. La figura 6.154 muestra una vista aérea de la S/E.

Figura 6.154. Ubicación de S/E Andes 110/12 kV.

Actualmente la S/E Andes es abastecida por la línea 2x110 kV Almendros – Florida mediante un Tap-Off en 110 kV. Esta S/E está conformada por un patio AT en configuración doble barra al igual que su patio MT. La S/E Andes cuenta con dos transformadores de poder en operación, uno de 110/12 kV 50 MVA y el otro en el mismo nivel de tensión, pero con una capacidad de 25 MVA. El equipo en reserva es de 110/12 kV 22,4 MVA. Este conjunto de transformadores abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.155 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Andes.

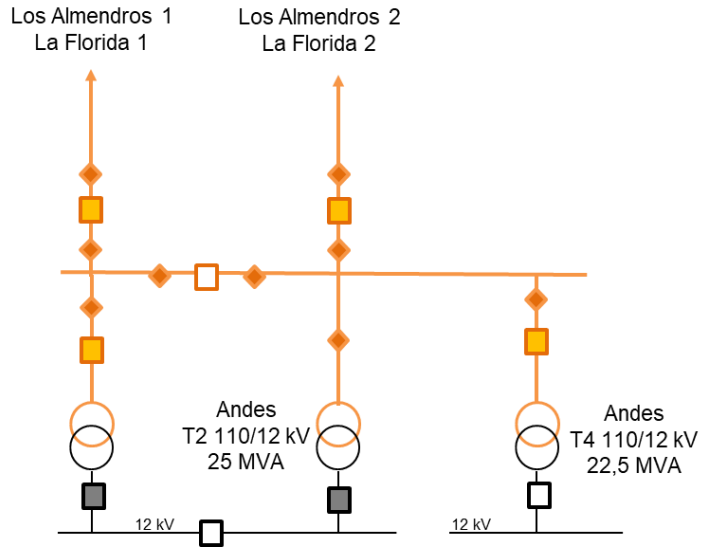


Figura 6.155. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Andes 115/12 kV.

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio del transformador de la S/E Andes supera el 85% a partir del año 2023 alcanzando el 93% de su capacidad nominal al año 2026 (esta instalación es candidata para abastecer demanda asociada a electromovilidad). Debido a lo anterior, esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo. La figura 6.156 muestra la cargabilidad en el horizonte de análisis de la S/E Andes.

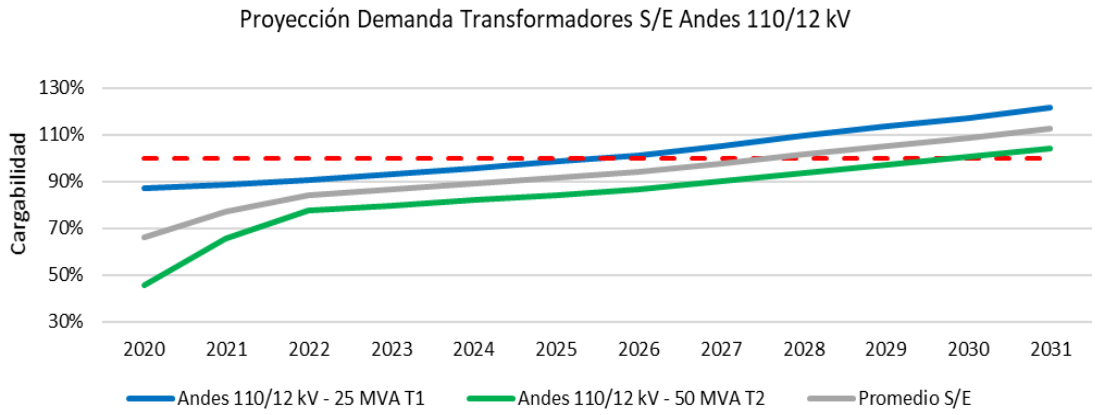


Figura 6.156. Cargabilidad S/E Andes 110/12 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA, barra AT en barra principal seccionada, y barra MT principal más barra de transferencia. El transformador debe contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-124, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

Tabla 6-124. Valorización de la obra Nuevo transformador S/E Andes.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.132**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**401**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.532**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**418**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.950**

6.10.4.1.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD EN S/E CARRASCAL

La S/E Carrascal 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Quinta Normal, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. La figura 6.157 muestra una vista aérea de la S/E Carrascal.

Figura 6.157. Ubicación de S/E Carrascal 110/12 kV.

Actualmente la subestación es abastecida por la línea 2x110 kV Renca – Brasil mediante un tap off en 110 kV. Esta subestación está conformada por un patio AT en configuración doble barra al igual que su patio MT. La subestación cuenta con dos transformadores de poder en operación y uno en reserva. Los transformadores en servicio y el equipo de reserva tiene una potencia de 22,5 MVA y nivel de tensión 110712 kV, los cuales abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.158 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Carrascal.

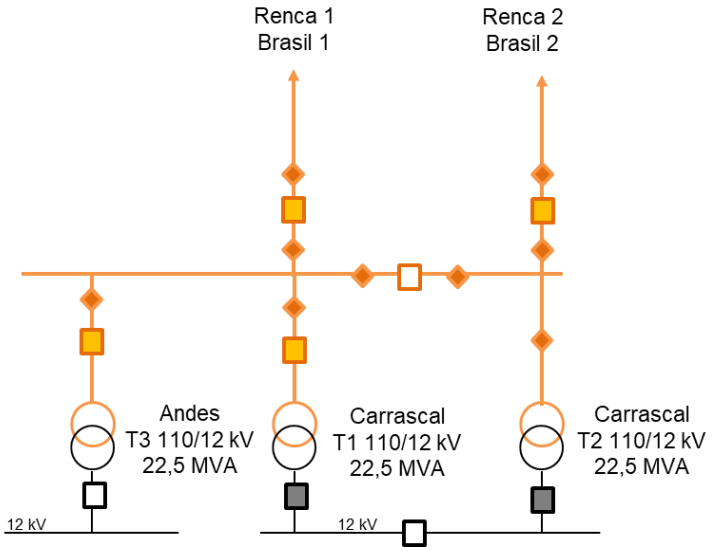


Figura 6.158. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Carrascal 115/12 kV

Del análisis desarrollado, se identifica que la cargabilidad promedio del transformador de la subestación supera el 85% a partir del año 2023 alcanzando el 93% de su capacidad nominal el año 2026 (esta instalación es candidata para abastecer demanda asociada a electromovilidad). Debido a lo anterior esta instalación ve comprometida su suficiencia y holgura en el corto plazo. La figura 6.159 muestra la cargabilidad en el horizonte de análisis de la S/E Carrascal.

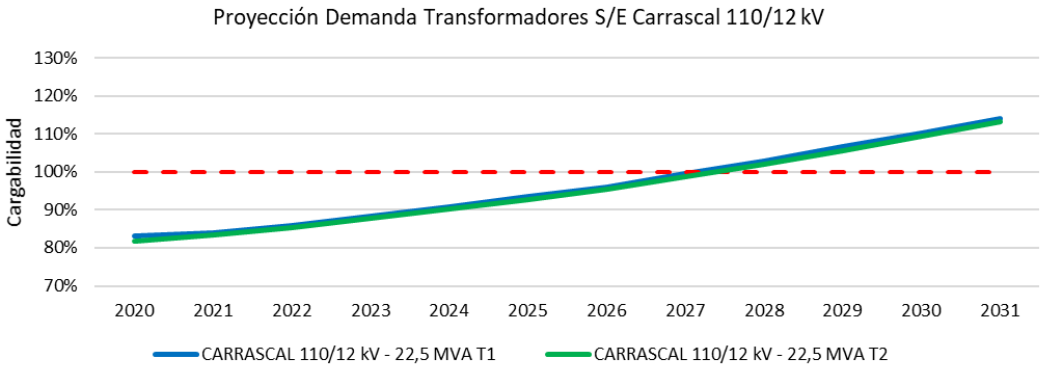


Figura 6.159. Cargabilidad S/E Carrascal 110/12 kV.

Por este motivo, se propone el proyecto de reemplazo de un equipo transformador 110/12 kV – 22,4 MVA por el de un equipo de las mismas características de tensión, pero de potencia 50 MVA, además debe contar con una barra AT en barra principal seccionada y barra MT principal más barra de transferencia. El transformador deberá contar con un CTBC que permita controlar las variaciones de tensión de la zona.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-125, donde cabe indicar que estos valores corresponden a costos modulares que serán revisados en la ingeniería conceptual del proyecto.

Tabla 6-125. Valorización de la obra Reemplazo de transformador en S/E Carrascal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.115**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**398**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.512**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**407**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.919**

A continuación, los siguientes proyectos se presentan en el ámbito de la seguridad para la zona quinta, de acuerdo con lo establecido en la sección de Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal, y no consideran la eficiencia potencial en la utilización de la red de distribución de estas zonas.

6.10.4.1.1.3 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 50 MVA EN S/E MARISCAL

La S/E Mariscal 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de La Pintana, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. La figura 6.160 muestra una vista aérea de la S/E Mariscal.

Figura 6.160. Ubicación de S/E Mariscal 110/12 kV.

Actualmente la S/E Mariscal es abastecida desde la línea 2x110 kV Alto Jahuel – La Florida mediante un tap off. Esta subestación cuenta con un patio AT y MT en configuración doble barra. La S/E cuenta con tres transformadores: dos transformadores de 110/23 kV 30 MVA y un transformador 110/12

kV 50 MVA, que abastece a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.161 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Mariscal.

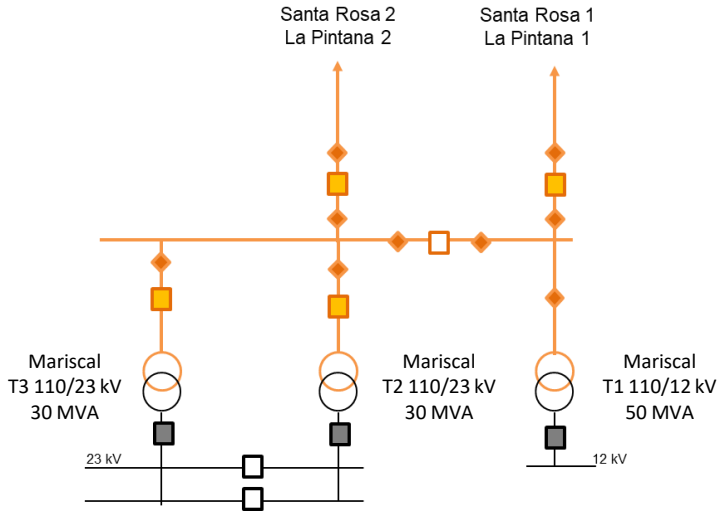


Figura 6.161. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Mariscal 110/23/12 kV.

La S/E Mariscal es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la sección de Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal, corresponde que dicha S/E cuente con potencia firme. El análisis se presenta en la figura 6.133.

Tabla 6-126. Antecedentes S/E Mariscal.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Mariscal	1	1x50	50	31

Si bien la demanda máxima es menor que la potencia firme de la subestación, al ser una única unidad no cumple con los criterios de la Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal. El proyecto propuesto consiste en la instalación de un cuarto transformador 110/12 kV 50 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-127.

Tabla 6-127. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Mariscal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.318**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**510**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.828**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**481**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.308**

6.10.4.1.1.4 NUEVO TRANSFORMADOR 110/12 KV 50 MVA EN S/E OCHAGAVÍA

La S/E Ochagavía 110/12 kV se encuentra ubicada en la comuna de Pedro Aguirre Cerda, la cual pertenece a la Región Metropolitana de Santiago. La figura 6.162 muestra una vista aérea de la S/E Ochagavía.

Figura 6.162. Ubicación de S/E Ochagavía 110/12 kV.

Actualmente la S/E Ochagavía es abastecida desde las líneas 2x110 kV La Florida – Ochagavía y 2x110 kV Chena - Ochagavía. Esta S/E cuenta con un patio AT y MT en configuración doble barra. La subestación cuenta con dos transformadores: una unidad de 110/12 kV 50 MVA y 40 MVA respectivamente, que abastecen a los clientes regulados y libres del sector. La figura 6.163 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

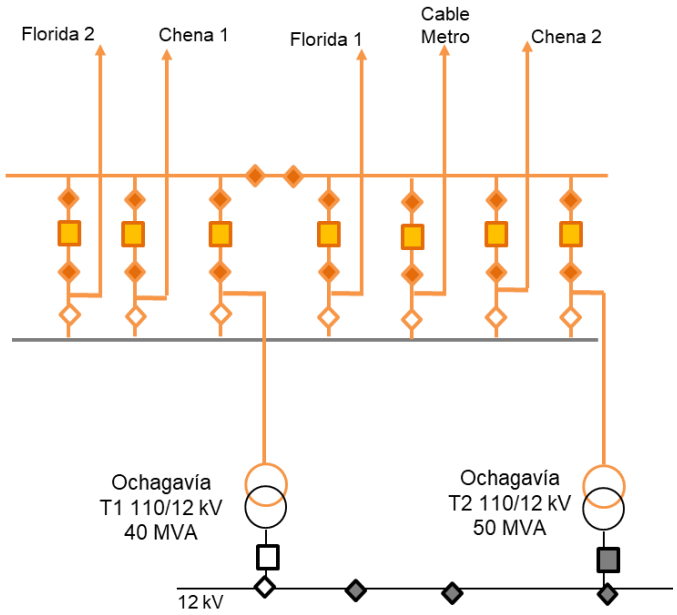


Figura 6.163. Diagrama Unilineal Simplificado de subestación Ochagavía 110/23/12 kV.

La S/E Ochagavía es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis respectivo se presenta en la tabla 6-128.

Tabla 6-128. Antecedentes S/E Ochagavía.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Ochagavía	2	1x50y 1x40	40	54

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 110/12 kV 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra debe contemplar todas las normalizaciones que permitan su conexión. El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-129.

Tabla 6-129. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Ochagavía.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.176**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**479**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.654**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**451**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.106**

6.10.4.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

Del desarrollo del diagnóstico para estas instalaciones se ha detectado que el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera" aun genera un riesgo operacional, ante situaciones de falla. Por este motivo, se vuelve a plantear la necesidad de un segundo transformador en S/E Los Almendros 220/110 kV, proyecto presentado en la propuesta de expansión del año 2019 por parte del Coordinador.

6.10.4.2 PROYECTOS NUEVOS BBCC O COMPENSACIÓN ESTÁTICA EN S/E EL SALTO

De acuerdo con los análisis de prefactibilidad, la S/E El Salto no cuenta con los espacios suficientes en 220 kV para la realización de este proyecto. Por este motivo, se analizarán los beneficios de su conexión en otros puntos del sistema 220 kV del anillo norte de Santiago (S/E El Manzano y/o S/E Chicureo), como parte del Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

6.10.4.3 IMPACTO DE LA ELECTROMOVILIDAD EN LA REGIÓN METROPOLITANA

Las SS/EE Recoleta, Macul y La Reina concentran una alta demanda puntual debido a electromovilidad. A continuación, se presentan dos nuevos proyectos, los cuales no solo se hacen cargo de los nuevos bloques de demanda asociado a electromovilidad asociada al transporte público, sino que además otorgan seguridad y suficiencia a la zona norte y oriente de Santiago. Debido a la magnitud de estas obras, factibilidad de ubicación, trazado de líneas zonales por la ciudad, así como también optimizar el beneficio con la red de distribución, es que estos proyectos se analizarán con mayor detalle en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021.

6.10.4.3.1 NUEVA S/E NORTE (EL SALTITO) 110/12 KV 50 MVA

Se define la zona norte, como la zona bajo la influencia de la S/E Recoleta y sus SS/EE aledañas, tales como la S/E San Cristóbal, S/E Quilicura, S/E Altamirano. Debido al impulso del uso de fuentes de energías no contaminantes para el transporte público de la región Metropolitana, se han originado distintas solicitudes de aumentos de demanda para abastecer los requerimientos de electromovilidad para el transporte público. Lo anterior, sumado al crecimiento natural de las redes de distribución y nuevos clientes puntuales de otros sectores productivos, han ocasionado que la visualización de holgura en el mediano y largo plazo se hayan visto reducidas. La figura 6.164 muestra el área de afectación de holgura en la zona norte de Santiago. Adicionalmente, la figura 6.165 muestra la cargabilidad en el horizonte de análisis de las SS/EE en esta zona.

Figura 6.164. Zona con afectación de holgura Zona Norte de Santiago.

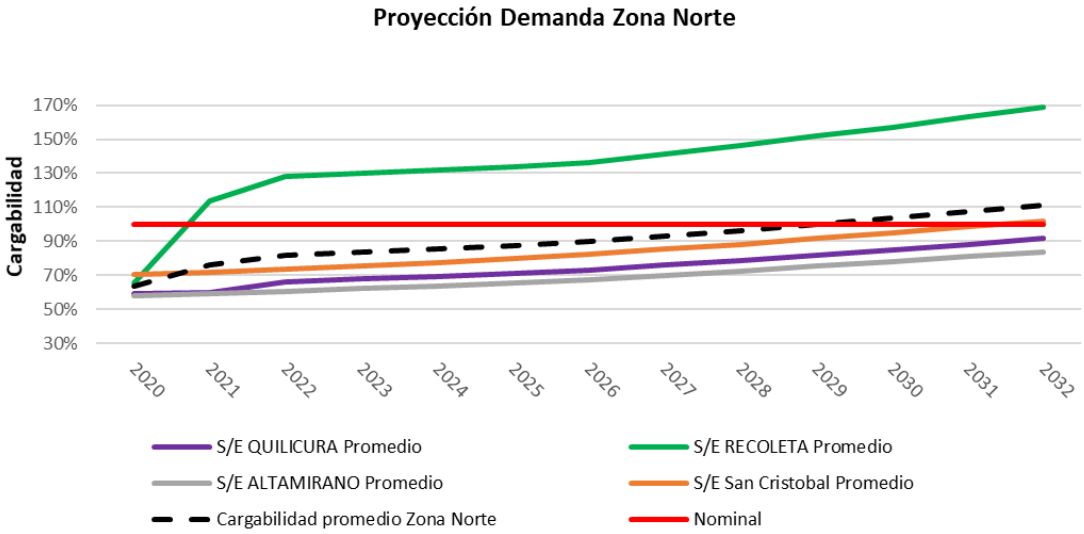


Figura 6.165. Cargabilidad Zona Norte Santiago.

Se observa en la figura 6.165 que la S/E Recoleta no tiene capacidad de abastecer los requerimientos energéticos asociados al sector norte de Santiago. Durante el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, se analizará en detalle la factibilidad de construir una nueva S/E en el entorno de la S/E El Salto, dada la baja holgura de las S/E Recoleta y sus SS/EE

aledañas, tales como S/E San Cristóbal, S/E Quilicura y S/E Altamirano, que también presentan limitaciones.

Cabe mencionar que la nueva S/E al encontrase emplazada en la zona de Santiago, califica como una instalación en una Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes; por lo tanto, debe cumplir al menos con las siguientes características topológicas constructivas:

1. La configuración de interruptor y medio en barras AT. Su elección se fundamenta básicamente en proveer mayores grados de robustez a la capital de Chile.
2. La configuración de barra principal más transferencia en barras MT, asegura confiabilidad y flexibilidad; asumiendo que la seguridad es entregada en la redundancia de los alimentadores.

6.10.4.3.2 NUEVA S/E ORIENTE (EL ESTADIO) 110/12 KV 50 MVA

Para este análisis se define la zona oriente, como la zona bajo la influencia de las SS/EE La Reina, Santa Elena y Macul. Debido al impulso del uso de fuentes de energías no contaminantes para el transporte público de la región Metropolitana, se han originado distintas solicitudes de aumentos de demanda para abastecer los requerimientos de electromovilidad para el transporte público. Lo anterior, sumado al crecimiento natural de las redes de distribución y nuevos clientes puntuales han ocasionado que las subestaciones de esta zona sufrieran una merma en su holgura de mediano y largo plazo. La figura 6.166 muestra el área con afectación de holgura en la zona oriente de Santiago.

Figura 6.166. Zona con afectación de holgura Zona Oriente de Santiago.

La figura 6.167 muestra la cargabilidad de las SS/EE asociadas a la zona oriente de Santiago.

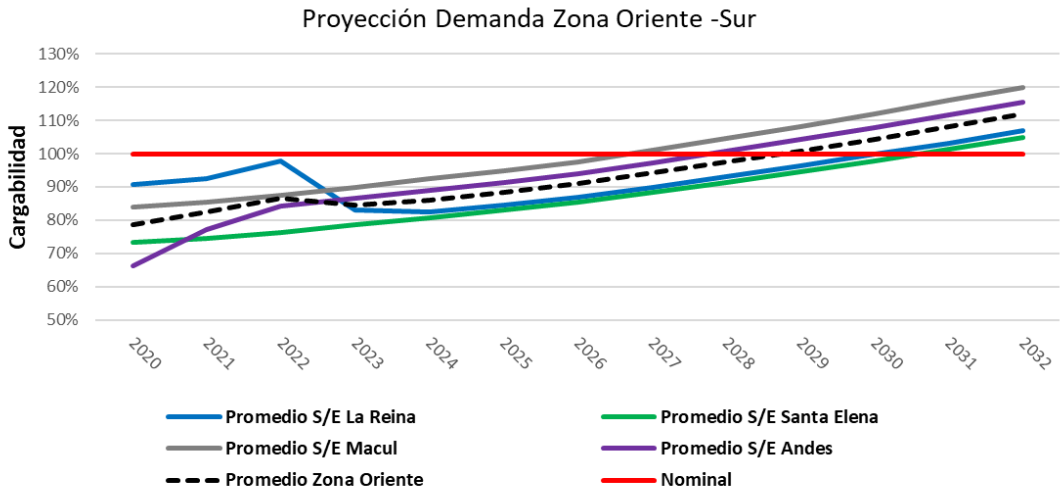


Figura 6.167.- Cargabilidad Zona Oriente Santiago.

Los análisis de capacidad de las instalaciones de la zona oriente ratifican lo comentado anteriormente, respecto a la perdida de holgura en el abastecimiento de los clientes regulados y libres de esta zona. Se debe indicar que los análisis estudian la capacidad en los transformadores de las SS/EE, lo cual no incluye las posibles restricciones operacionales en la red de distribución, que puedan acentuar los efectos de cargabilidad. Por lo anterior, durante el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 se analizará la factibilidad de construir una nueva S/E en el entorno al Estadio Nacional.

Cabe mencionar que la nueva subestación al encontrase emplazada en la zona de Santiago califica como una instalación en una Zona de Grandes Consumidores y/o en Zona de Gran Número de Clientes, por ende, debe cumplir al menos con las siguientes características topológicas constructivas:

1. La configuración de interruptor y medio en barras AT. Su elección se fundamenta básicamente en proveer mayores grados de robustez a la capital de Chile.
2. La configuración de barra principal más transferencia en barras MT, asegura confiabilidad y flexibilidad; asumiendo que la seguridad es entregada en la redundancia de los alimentadores.

6.10.4.4 ANÁLISIS DEL CIERRE DEL ANILLO 220 KV SANTIAGO

A continuación, se analiza la posibilidad de completar el anillo 220 kV que rodea a la Región Metropolitana, a partir de la propuesta realizada por la empresa Anglo American durante el segundo trimestre del año 2020. El Coordinador considera pertinente realizar la exploración del análisis de la propuesta de esta empresa, la cual consiste en mejorar la robustez del suministro al anillo 220 kV de Santiago, a través de una nueva línea 220 kV con inicio en S/E Polpaico y termino en la nueva S/E Quillay 220 kV (que reemplaza a la actual S/E La Ermita), lo cual permite el cierre del anillo 220 kV de la zona Metropolitana.

A continuación, la figura 6-168 muestra el esquema con la configuración actual de la zona de Santiago, incluyendo las instalaciones dedicadas que son intervenidas por la propuesta en análisis.

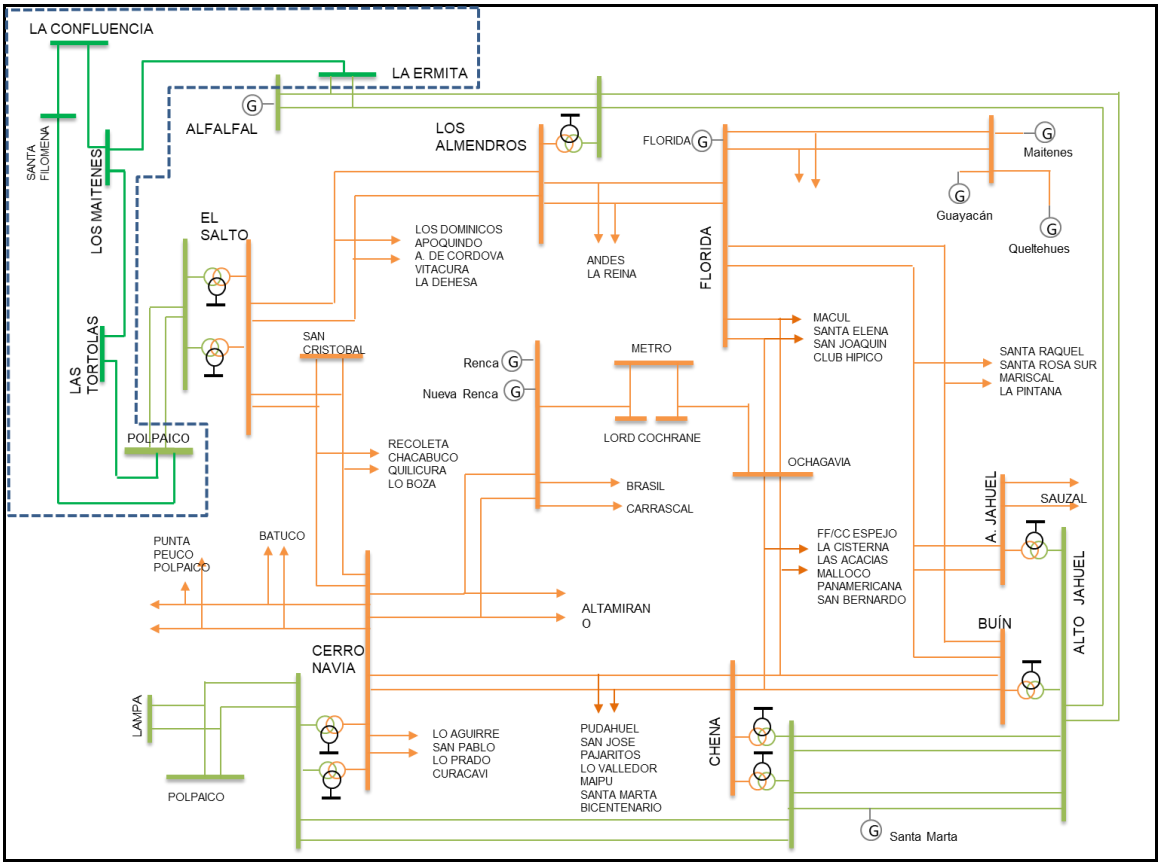


Figura 6-168. Diagrama de la Zona Metropolitana incluyendo zona precordillerana 220 kV.

Es importante mencionar que la línea 1x220 kV Maitenes - La Ermita, se encuentra operando abierta en el extremo de la S/E La Ermita. Adicionalmente, la línea 1x220 kV Maitenes – Las Tórtolas se encuentra operando abierta en el extremo de la S/E Maitenes y los consumos de la S/E La Confluencia se encuentran alimentados desde la S/E Polpaico.

La figura 6-169 muestra la propuesta planteada por la empresa Anglo American, la cual hace uso de las instalaciones calificadas como dedicadas del sector precordillerano de Santiago.

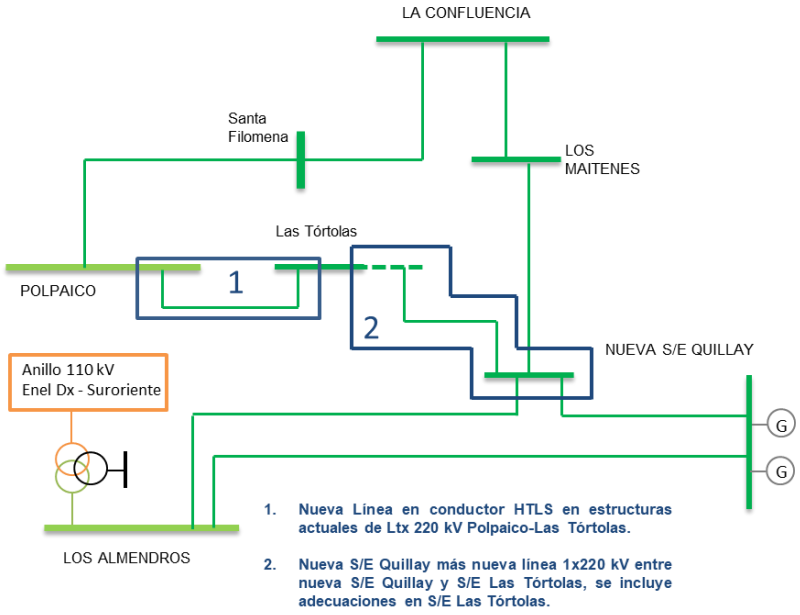


Figura 6-169. Diagrama de propuesta realizada por Anglo American S.A. a la CNE en el marco del proceso de Expansión 2020.

En la figura 6-169 se observa la propuesta de Anglo American S.A., que consiste en:

1. Refuerzo a conductor HTLS (conductor de alta temperatura – flecha reducida) del circuito 220 kV entre SS/EE Polpaico y Las Tórtolas.
2. Ampliación S/E Las Tórtolas más la construcción de la nueva S/E Quillay 220 kV (emplazada en actual S/E La Ermita), más una nueva línea en conductor HTLS entre estas dos subestaciones. Se deben considerar todas las obras adicionales de conexión para estas dos instalaciones tanto en S/E Las Tórtolas (nueva posición 220 kV), en nueva S/E Quillay todo lo necesario para el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV EL Alfalfal – Los Almendros.

En función de los antecedentes presentados, el Coordinador ha considerado una puesta en servicio de esta obra para fines del año 2024. Por ende, se han realizado simulaciones para el escenario de mayor exigencia en demanda del anillo 110 kV que alimenta a los consumos de Santiago, para el año 2025. Se ha considerado como parte del análisis el proyecto Nueva S/E Baja Cordillera 220/110 kV, en servicio. A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis.

6.10.4.4.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS Y COMENTARIOS GENERALES.

La tabla 6-130 y la tabla 6-131 muestran los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/AT y líneas de la zona de Santiago.

Tabla 6-130. Cargabilidad Transformadores AT/AT zona Metropolitana. Nueva S/E Quillay y cierre anillo 220 kV zona Metropolitana.

Transformadores AT/AT Anillo Santiago	Operación Normal		Falla Transformador Los Almendros 220/110 kV		Falla Transformador Baja Cordillera 220/110 kV	
	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche
	2025	2025	2025	2025	2025	2025
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300 MVA T1	82%	76%	90%	81%	85%	79%
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300 MVAT2	82%	76%	90%	81%	85%	79%
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300MVA T1	82%	80%	90%	87%	85%	84%
El Salto 220/110/13,2 kV 300 MVA T1	61%	46%	80%	65%	65%	50%
El Salto 220/110/13,2 kV 300 MVA T2	61%	46%	80%	65%	65%	50%
Chena 220/110/13,8 kV 300 MVAT1	77%	82%	82%	86%	83%	88%
Chena 220/110/13,8 kV 300 MVAT2	77%	82%	82%	86%	83%	88%
Los Almendros 220/110 kV 400 MVA	110%	92%	N/A	N/A	120%	110%
Baja Cordillera 220/110 kV 400 MVA	73%	80%	100%	105%	N/A	N/A

Tabla 6-131. Cargabilidad Líneas zona Metropolitana. Nueva S/E Quillay y cierre anillo 220 kV zona Metropolitana.

Líneas Zona Metropolitana	Operación Normal sin proyecto		Operación Normal con proyecto		Falla Trafo Los Almendros 220/110 kV		Falla Trafo Baja Cordillera 220/110 kV	
	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche
	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2025
Polpaico–Las Tórtolas 220 kV Cto.1	10%	12%	70%	40%	13%	15%	60%	30%
Las Tórtolas–Quillay 220 kV Cto1	N/A	N/A	60%	30%	25%	26%	48%	15%
Quillay - Los Almendros220 kV Cto.1	N/A	N/A	80%	42%	25%	8%	65%	27%
EL Alfalfal-Los Almendros 220 kV Cto.2	47%	20%	53%	29%	37%	17%	45%	21%
Los Almendros–Alto Jahuel 220 kV Cto 1	23%	35%	13%	25%	36%	8%	26%	51%
Los Almendros–Alto Jahuel 220 kV Cto 2	23%	35%	13%	25%	36%	8%	26%	51%

En base a los análisis realizados, se observa que, a pesar de las ventajas impuestas por este proyecto, su propuesta no es recomendable por si sola. Con esta finalidad, se analizarán proyectos complementarios en tecnología HVDC hacia la zona de la S/E Los Almendros. Este análisis será incluido en el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021

6.10.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

6.10.5.1 PROYECTOS REGIÓN DEL ÑUBLE

La XVI Región del Ñuble, creada mediante la Ley 21.033 en septiembre de 2017, representa de acuerdo con el censo 2017, la décima región con mayor población, siendo además una de las regiones con más personas que viven en zonas rurales (30,6%).

Las principales SS/EE del área de la Región del Ñuble se muestran en la figura 6-170.

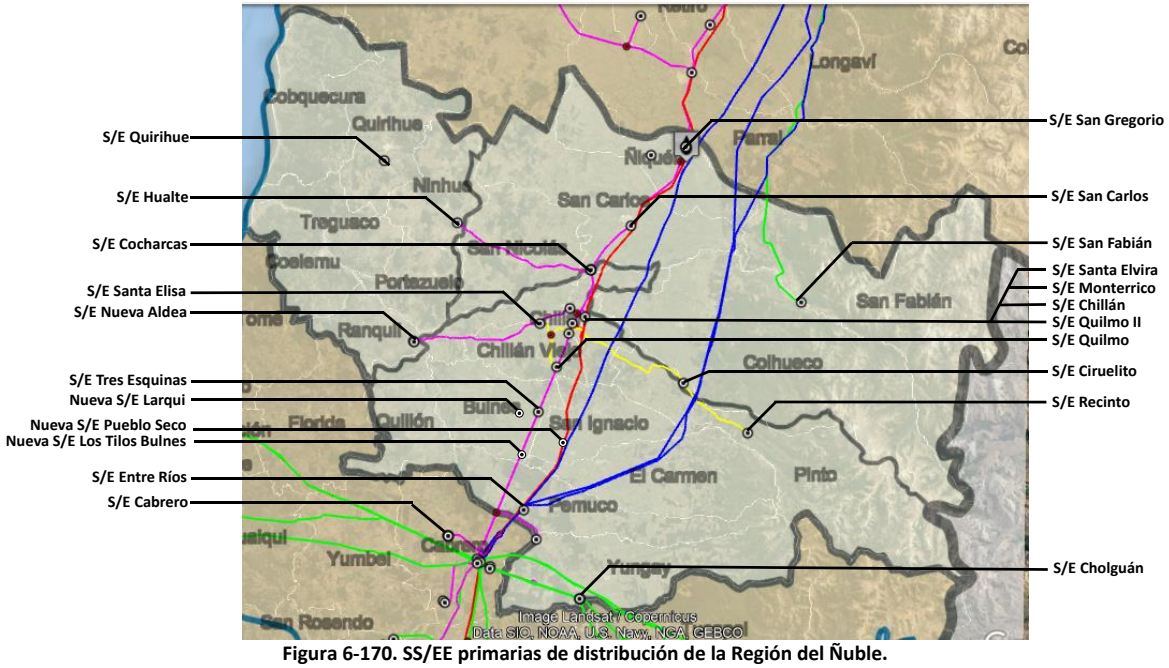


Figura 6-170. SS/EE primarias de distribución de la Región del Ñuble.

Las ciudades del norte de la Región del Ñuble son abastecidas principalmente a través de las SS/EE Parral y Monterrico, como se esquematiza en la figura 6-171. En esta zona actualmente existen varios proyectos adjudicados para construcción, que forman parte de los Decretos Exento N°418/2017 y N°198/2019, los cuales ya han sido nombrados en la sección 5.5.2. de este informe. Sin perjuicio de estas obras en construcción, se observa una alta dependencia a las líneas de transmisión desde S/E Linares y S/E Charrúa en 154 kV.

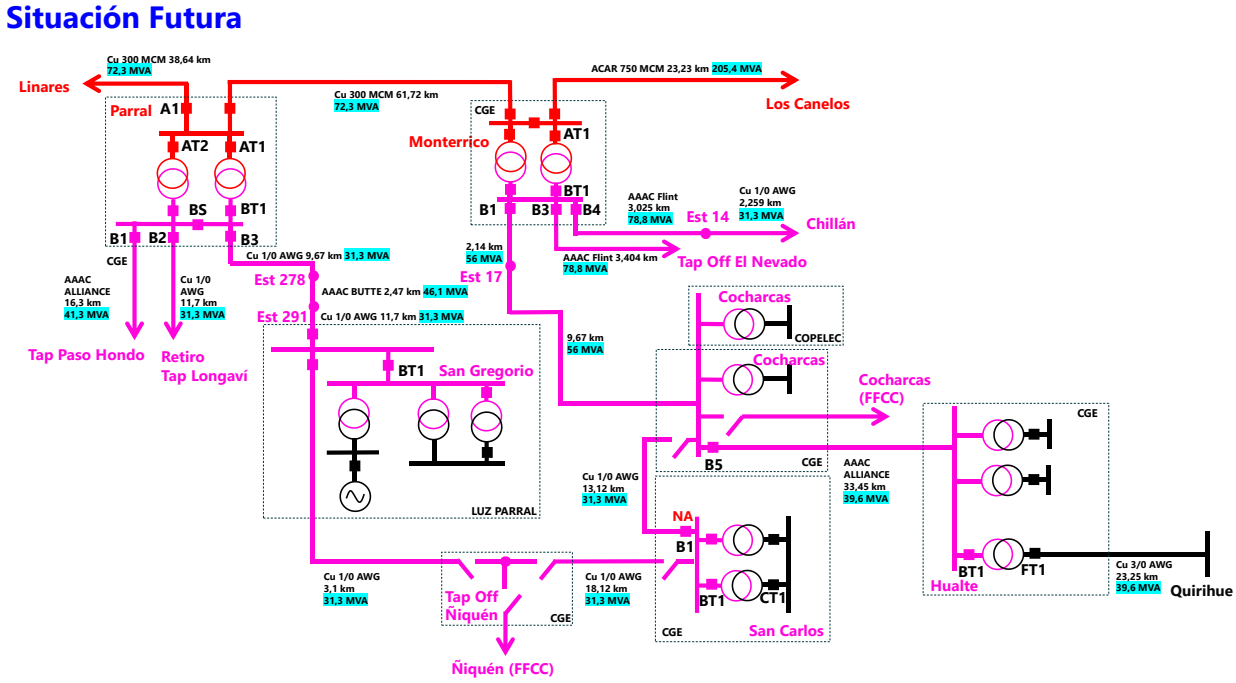


Figura 6-171. Sistema de transmisión futuro entre SS/EE Parral y Monterrico.

Por otro lado, los grandes consumos de demanda eléctrica de la Región del Ñuble están ubicados en el centro y sur de esta región, tanto en la capital regional Chillán como las ciudades colindantes. En la capital regional Chillán, los consumos son alimentados principalmente por las SS/EE primarias de distribución Chillán y Santa Elvira. A modo general, se representa esta zona mediante la figura 6-172.

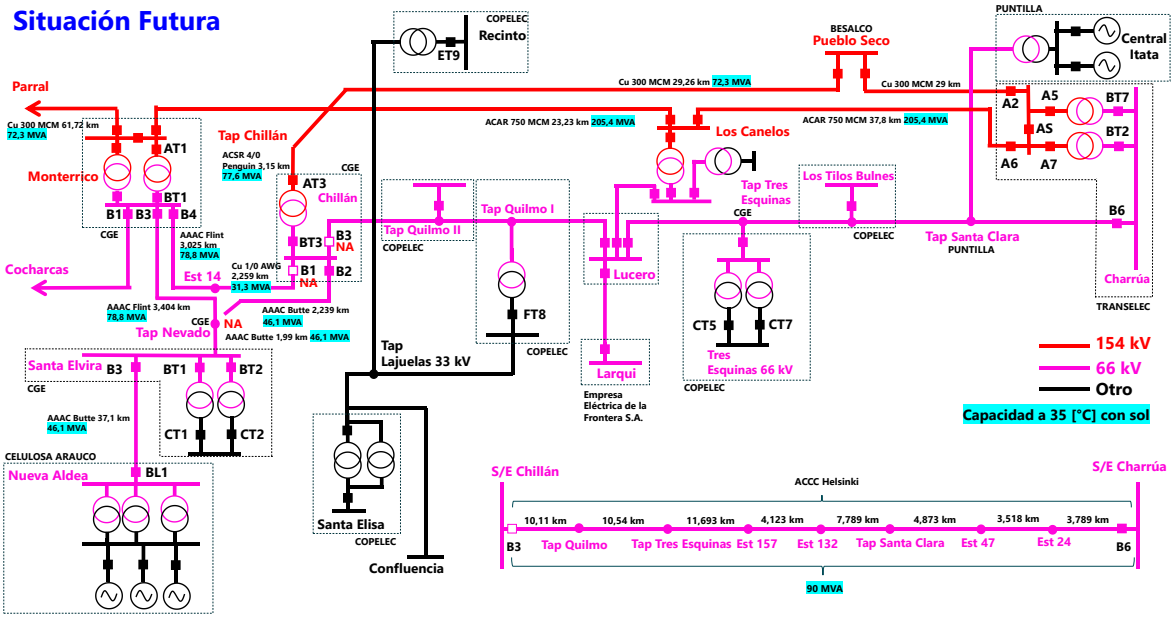


Figura 6-172. Sistema de transmisión futuro entre SS/EE Monterrico y Charrúa.

En esta zona también existen varios proyectos adjudicados para construcción, que forman parte de los Decretos Exento N°418/2017, N°293/2018 y N°198/2019, los cuales se nombran en la sección 5.5.2. de este informe. Sin perjuicio de estas obras en construcción, se observa una alta dependencia a las líneas de transmisión desde S/E Charrúa 154 kV y S/E Charrúa 66 kV.

En la Región del Ñuble se proponen seis proyectos de transmisión, con el propósito de incorporar nueva infraestructura eléctrica que permita:

- Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema, cumpliendo con el abastecimiento de la demanda de la capital regional Chillán.
- Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo,
- Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo, junto con,
- Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble.

Los proyectos son los siguientes:

1) Nueva S/E Seccionadora Itata.
2) Ampliación S/E Hualte.
3) Nueva Línea 2x66 kV Itata – Hualte.
4) Ampliación S/E Dichato.
5) Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí.
6) Nueva S/E Seccionadora Quinchimalí.
7) Ampliación S/E Monterrico y Nueva Línea 1x66 kV Monterrico – Coihueco
8) Nueva S/E Coihueco
9) Nueva Línea 1x66 kV Coihueco – Pinto
10) Nueva S/E Seccionadora Pinto
11) Aumento de capacidad Línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco

6.10.5.1.1 NUEVA S/E SECCIONADORA ITATA

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E seccionadora de la línea 2x220 kV Nueva Cauquenes – Dichato a la altura de la ciudad de Quirihue, como se muestra en la figura 6-173.

Figura 6-173. Ubicación de la nueva S/E Itata.

El proyecto incluye la instalación de un nuevo banco de autotransformadores monofásicos de 220/66 kV de capacidad de 100 MVA, con su respectiva unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática. Adicionalmente, la obra considera la instalación de un equipo de transformación 66/13,8 kV de 30 MVA. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

El patio de 220 kV debe ser en configuración interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 1000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se deben considerar cinco medias diagonales construidas para el seccionamiento de la línea antes mencionada y la conexión del equipo de transformación 220/66 kV de 100 MVA, dejando espacio para al menos dos diagonales completas.

El patio de 66 kV se propone con un parrón en configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia común con capacidad de al menos 250 MVA, con un (1) paño de conexión completo para el banco de autotransformadores de 220/66 kV de 100 MVA y un (1) paño de conexión para un transformador de 66/13,8 kV de 30 MVA, además de espacio para al menos dos (2) posiciones con extensión de barra para nueva línea hacia subestación Hualte y espacio para dos (2) posiciones disponibles para proyectos futuros.

El patio de 13,8 kV, se propone con un parrón en configuración de barra principal más barra de transferencia con un (1) paño completo para la conexión del transformador de 66/13,8 kV, y espacio disponible para al menos cuatro (4) posiciones futuras.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-132.

Tabla 6-132. Valorización de la obra Nueva S/E Seccionadora Itata.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**13.932**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**1.825**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**15.757**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**2.600**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**18.357**

6.10.5.1.2 AMPLIACIÓN S/E HUALTE

La S/E Hualte se encuentra ubicada en la comuna de Ninhue, la cual pertenece a la Región de Ñuble. La figura 6-174 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Hualte.

Figura 6-174. Ubicación de la nueva S/E Hualte.

Actualmente la S/E Hualte posee tres transformadores AT/MT:

- Transformador T1 10 MVA 66/33-23 kV.
- Transformador T2 2 MVA 66/13,8 kV.
- Transformador T3 2 MVA 66/13,8 kV.

La S/E Hualte se alimenta a través de la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, abasteciendo no solo las demandas propias de la S/E, sino también aquellas de la S/E Quirihue a través de la línea 1x33 kV Hualte - Quirihue. La figura 6-175 muestra un diagrama simplificado de esta S/E.

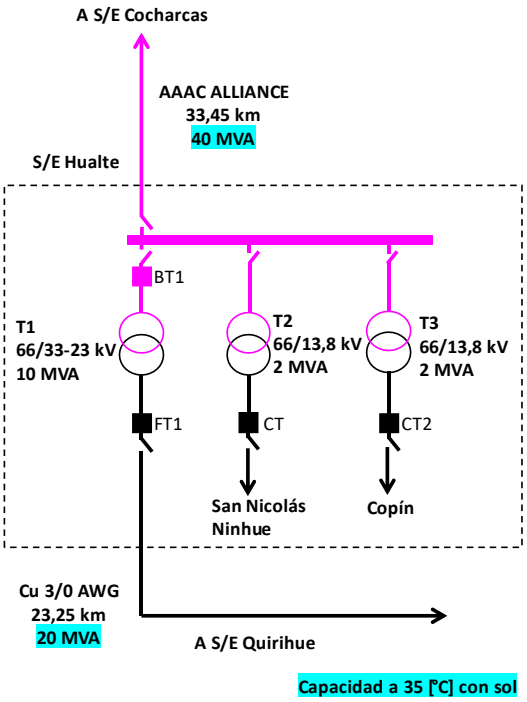


Figura 6-175. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Hualte.

La S/E Hualte actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración de barra simple, con una posición para la conexión de la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, tres (3) paños de conexión para transformadores y dos (2) posiciones disponibles.

Se propone la ampliación del patio de 66 kV de la subestación, de manera que permita la conexión de la futura línea de transmisión 2x66 kV Itata – Hualte. Adicionalmente, se requiere la normalización de la conexión actual de la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, dado que se conecta directamente a la barra sin paño de conexión. Por último, es necesaria la normalización de la topología actual de la subestación, configurándola de barra simple a barra principal seccionada más barra de transferencia.

Por lo anterior, se recomienda el crecimiento de la subestación hacia el "sur", para la implementación de un nuevo parrón de 66 kV en configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia. Para esto se propone la instalación de una barra provisoria por sobre los transformadores existentes, que incluya la conexión de la actual línea hacia SE Cocharcas, para realizar la construcción de un parrón de 66 kV con seis (6) posiciones (tres para transformación, una para normalización de línea a S/E Cocharcas y dos posiciones disponibles para la línea de doble circuito hacia S/E Itata).

Se propone que cada circuito de la línea 2x66 kV Itata – Hualte, se conecte en una sección diferente de la barra principal seccionada.

La figura 6-176 muestra la vista en planta de la actual disposición de equipos de la subestación Hualte con las propuestas mencionadas. Adicionalmente, la figura 6-177 muestra una vista aérea de la S/E Hualte y la ubicación del nuevo parrón de 66 kV.

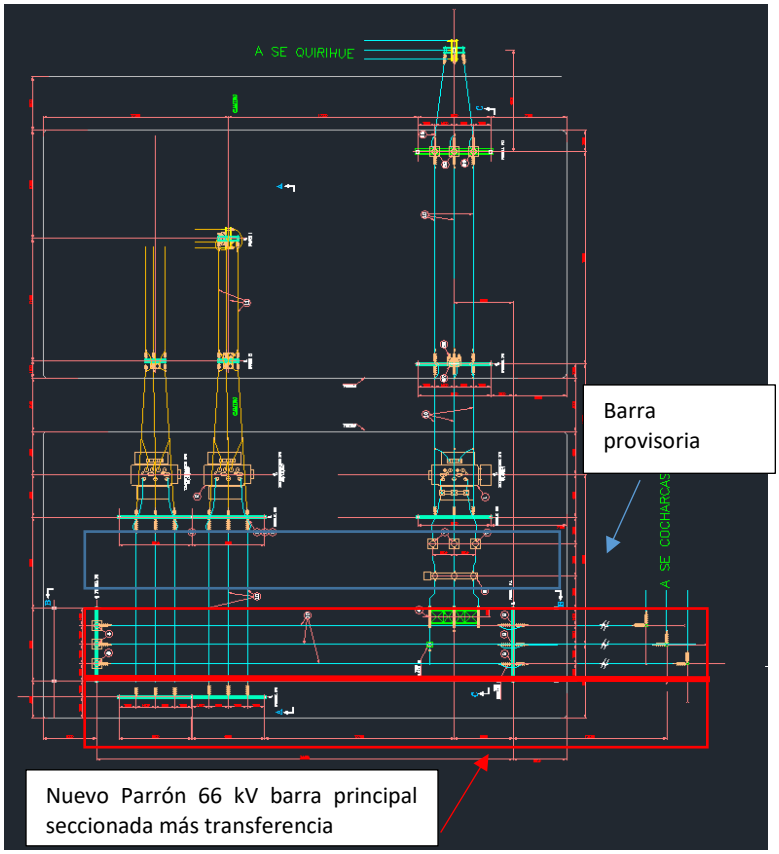


Figura 6-176. Disposición general en terreno de la S/E Hualte 66 kV.

Figura 6-177. Ubicación geográfica de la S/E Hualte 66 kV y la ubicación del nuevo parrón de 66 kV.

Para la ampliación del patio de 66 kV de la S/E Hualte, se requieren principalmente las siguientes obras:

- Nuevo Parrón de 66 kV en configuración barra principal seccionada más barra de transferencia para al menos seis (6) posiciones.
- Un (1) paño de línea para la normalización de la conexión de la línea hacia SE Cocharcas (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP).
- Equipamiento de maniobra para Tres (3) Paños de transformación para conexión a barra de transferencia (tres (3) desconectadores SPAT)
- Un (1) paño seccionador barra principal (un (1) interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, tres (3) TTCC).
- Obras Civiles (fundación y estructura parrón 66 kV, equipos primarios y extensión plataforma).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-133.

Tabla 6-133. Valorización de la obra Ampliación S/E Hualte.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**973**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**183**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.156**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**191**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.347**

6.10.5.1.3 NUEVA LÍNEA 2X66 KV ITATA - HUALTE

Se propone una nueva línea 2x66 kV Itata – Hualte, que permita no solamente enfrentar la pérdida de elementos de transmisión durante la operación, sino también cumplir con el abastecimiento de la demanda de la zona norte de la Región del Ñuble. El proyecto tiene una longitud aproximada de 26 km (ver trazado ejemplo de la figura 6-178) y considera la construcción de la nueva línea 2x66 kV Itata – Hualte. La línea propuesta debe ser de una capacidad de al menos 90 MVA a 35 °C por circuito.

Para lo anterior, se recomienda el uso del conductor del tipo AAAC Greeley, que cumple con los requerimientos de potencia del proyecto, que además posee características de alta resistencia a la corrosión, y de gran resistencia mecánica, con mejor comportamiento de tensión y flecha ante cambios de estado, en comparación de conductores de similares características del Tipo ACAR y AAC. Se considera que las subestaciones en ambos extremos cuentan con la extensión de barras y las posiciones disponibles para la conexión de la nueva línea y la instalación del equipamiento primario asociado. Para la construcción de la nueva línea 2x66 kV Itata - Hualte, se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Tendido de 26 km de Conductor tipo AAAC Greeley en doble circuito (52 km total), en las tres fases con un conductor por fase.
- Nuevas estructuras de anclaje, suspensión y sus fundaciones, además de grapas de anclaje, suspensión y ferretería (separadores, amortiguadores, aisladores).
- Franja de servidumbre para el recorrido de la nueva Línea
- Dos (2) paños de línea en configuración barra principal más barra de transferencia para la conexión en SE Hualte (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP por paño)
- Dos (2) paños de línea en configuración barra principal más barra de transferencia para la conexión en SE Itata (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP por paño).

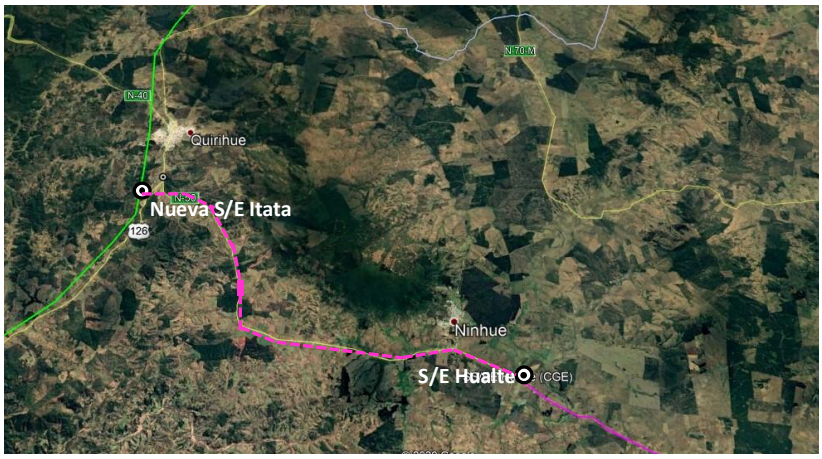


Figura 6-178. Trazado ejemplo de la línea 2x66 kV Nueva S/E Itata – Hualte.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-134.

Tabla 6-134. Valorización de la obra nueva línea 2x66 kV Nueva S/E Itata – Hualte.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**5.184**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**930**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**6.114**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.009**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**7.123**

6.10.5.1.4 AMPLIACIÓN S/E DICHATO

La S/E Dichato se encontrará ubicada en la comuna de Tomé, la cual pertenece a la Región del Bíobío. La figura 6-179 muestra una vista aérea de la zona en la cual se ubicará la S/E.

Figura 6-179. Ubicación de la nueva S/E Dichato.

Para la construcción de la nueva línea de transmisión 2x66 kV Dichato – Nueva Quinchamalí, se requiere la ampliación del patio de 66 kV. Para esto se recomienda la extensión de la doble barra principal y de la barra de transferencia para al menos dos (2) nuevas posiciones, y dado que la subestación cuenta con espacio proyectado para posiciones futuras en 66 kV, no existirían problemas para la extensión de las barras.

Para la ampliación del patio de 66 kV de la futura subestación Dichato, se requiere principalmente las siguientes obras:

- Extensión de barra 66 kV en configuración de doble barra principal más transferencia para al menos dos (2) nuevas posiciones.
- Obras Civiles (Barra principal, barra transferencia y extensión de plataforma si corresponde).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-135.

Tabla 6-135. Valorización de la obra nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**552**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**104**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**656**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**108**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**764**

6.10.5.1.5 NUEVA LÍNEA 2X66 KV DICHATO – NUEVA SECCIONADORA QUINCHIMALÍ

Se propone una nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí que permita enfrentar la pérdida de elementos de transmisión durante la operación, cumpliendo con el abastecimiento de la demanda de la zona centro-sur de la Región del Ñuble. El proyecto tiene una longitud aproximada de 50 km (ver trazado ejemplo de la figura 6-180) y considera la construcción de la nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí. La línea propuesta debe ser de una capacidad de al menos 90 MVA a 35 °C por circuito.

Para lo anterior, se recomienda para la Nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Quinchamalí, el uso del conductor del tipo AAAC Greeley, que cumple con los requerimientos de potencia del proyecto, que además posee características de alta resistencia a la corrosión, y de gran resistencia mecánica, con mejor comportamiento de tensión y flecha ante cambios de estado, en comparación de conductores de similares características del Tipo ACAR y AAC. Se considera que las subestaciones en ambos extremos cuentan con la extensión de barras y las posiciones disponibles para la conexión de la nueva línea y la instalación del equipamiento primario asociado.

Para la construcción de la nueva línea 2x66 kV Dichato –Nueva Quinchamalí, se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Tendido de 50 km de Conductor tipo AAAC Greeley en doble circuito (100 km total), en las tres fases con un conductor por fase.
- Nuevas estructuras de anclaje, suspensión y sus fundaciones, además de grapas de anclaje, suspensión y ferretería (separadores, amortiguadores, aisladores).
- Franja de servidumbre para el recorrido de la nueva Línea

- Dos (2) paños de línea en configuración doble barra principal más barra de transferencia para la conexión en SE Dichato (un (1) Interruptor, tres (3) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP por paño)
- Dos (2) paños de línea en configuración doble barra principal más barra de transferencia para la conexión en SE Nueva Quinchamalí (un (1) Interruptor, tres (3) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP por paño)

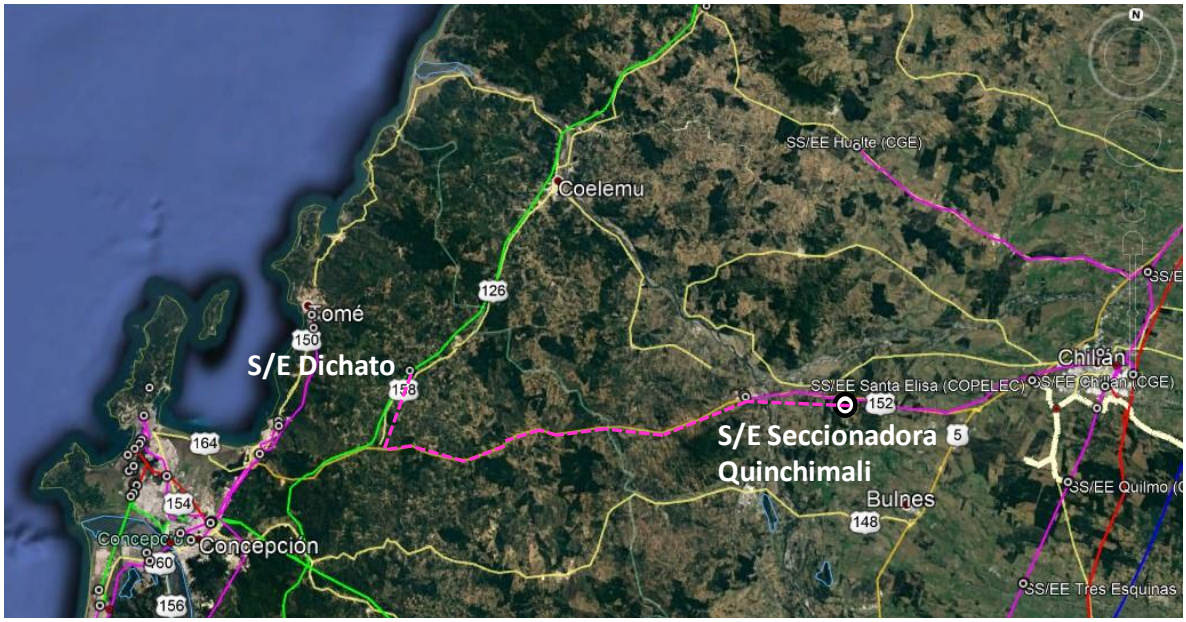


Figura 6-180. Trazado ejemplo de la línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-136.

Tabla 6-136. Valorización de la obra nueva línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**8.045**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**1.403**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**9.448**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.559**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**11.007**

6.10.5.1.6 NUEVA S/E SECCIONADORA QUINCHIMALÍ

El proyecto consiste en la construcción de una nueva S/E seccionadora de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira, en el entorno de las ciudades Confluencia y Quinchimalí, como se muestra en la figura 6-181.

Figura 6-181. Ubicación Nueva S/E Quinchimalí.

La nueva S/E Seccionadora Quinchamalí 66 kV se proyecta con un patio de 66 kV en configuración de barra principal más barra de transferencia con capacidad de al menos 300 MVA, con dos (2) paños completos para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea, dos (2) posiciones disponibles con extensión de barra para la conexión de la línea 2x66 kV Dichato – Quinchamalí, y al menos espacio para al menos dos (2) posiciones futuras.

Para la construcción de la subestación seccionadora Quinchimalí 66 kV; se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Patio de 66 kV con parrón en configuración de barra principal seccionada más barra de transferencia para al menos cuatro (4) posiciones con extensión de barra (dos para Seccionamiento y dos para la nueva línea hacia subestación Dichato) y al menos espacio para dos (2) posiciones futuras.
- Casetas de control para el patio de 66 kV.
- Transformadores de potencial de barras para patio de 66 kV.
- Dos (2) paños de línea para el seccionamiento del circuito N° de la línea 2x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea en patio de 66 kV (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTPP y tres (3) TTCC por paño).
- Obras Civiles, fundaciones y estructuras para barras marcos de línea, equipamiento primario, plataforma y edificaciones.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-137.

Tabla 6-137. Valorización de la obra de Nueva S/E Seccionadora Quinchimalí.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.502**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**282**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.784**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**294**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.078**

6.10.5.1.7 PROYECTOS ZONA S/E QUILMO A S/E RECINTO

Las SS/EE Santa Elisa, Ciruelito y Recinto se abastecen directamente desde la S/E Quilmo, como se representa en la figura 6-182, a través de las líneas 1x33 kV Quilmo – Tap Off Lajuelas, 1x33 kV Tap Off Lajuelas – Santa Elisa, 1x33 kV Tap Off Lajuelas – Tap Off Ciruelitos y 1x33 kV Tap Off Ciruelitos – Recinto.

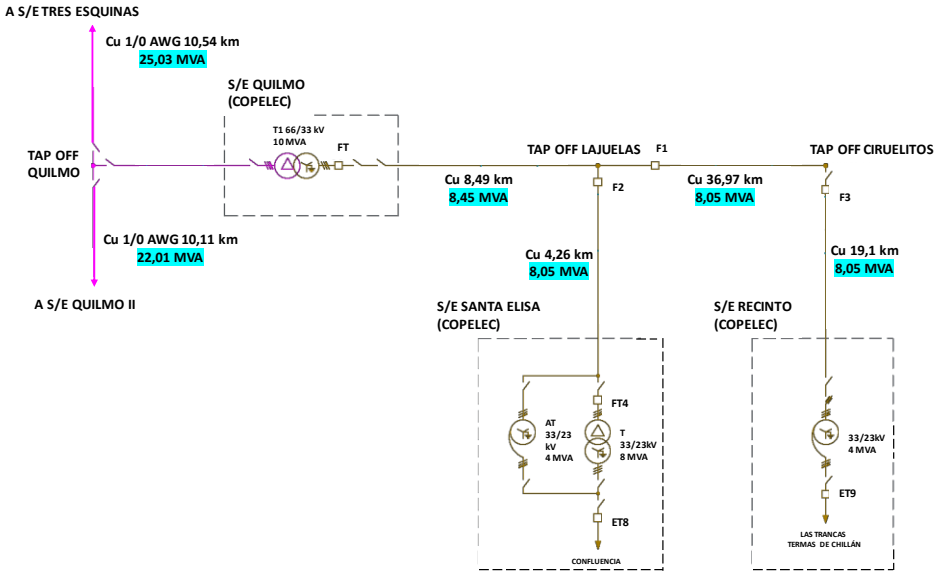


Figura 6-182. SS/EE en la zona oriente de la Región del Ñuble.

En el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 se ha propuesto tanto el aumento de capacidad de la línea 1x33 kV Quilmo - Tap Off Lajuelas como la línea 1x33 kV Tap Off Lajuelas – Santa Elisa. En esta oportunidad y con el propósito tanto de asegurar como robustecer el abastecimiento de la demanda en el largo plazo de la zona oriente de la Región del Ñuble, se proponen las siguientes cuatro (4) obras.

6.10.5.1.7.1 AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO

La S/E Monterrico está ubicada en la Región del Ñuble, comuna de Chillán, en las coordenadas UTM referenciales 762772.43 m E y 5944091.59m N, 18H. La subestación cuenta con un patio de 154 kV en configuración de barra simple, y un patio de 66 kV en configuración de barra principal más barra de transferencia.

Se propone la ampliación del patio de 66 kV de la subestación, de manera que permita la conexión de la futura línea de transmisión 2x66 kV Monterrico – Coihueco, tendido del primer circuito. Para lo anterior, se propone la extensión de la barra principal y de transferencia para al menos dos (2) nuevas posiciones hacia el “oeste” de la subestación, que se encuentra libre para poder extender su plataforma.

La figura 6-183 representa una vista en planta de la actual disposición de equipos de la S/E Monterrico. Adicionalmente, la Figura 6-184 muestra una vista aérea de la ubicación S/E Monterrico.

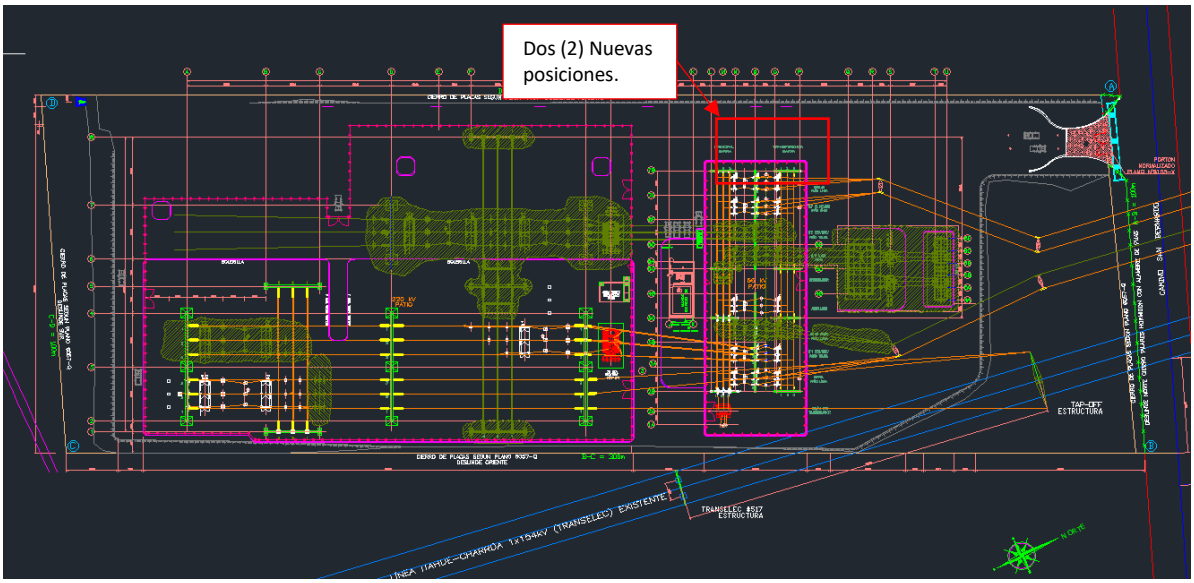


Figura 6-183. Disposición General en terreno S/E Monterrico 154/66 kV.

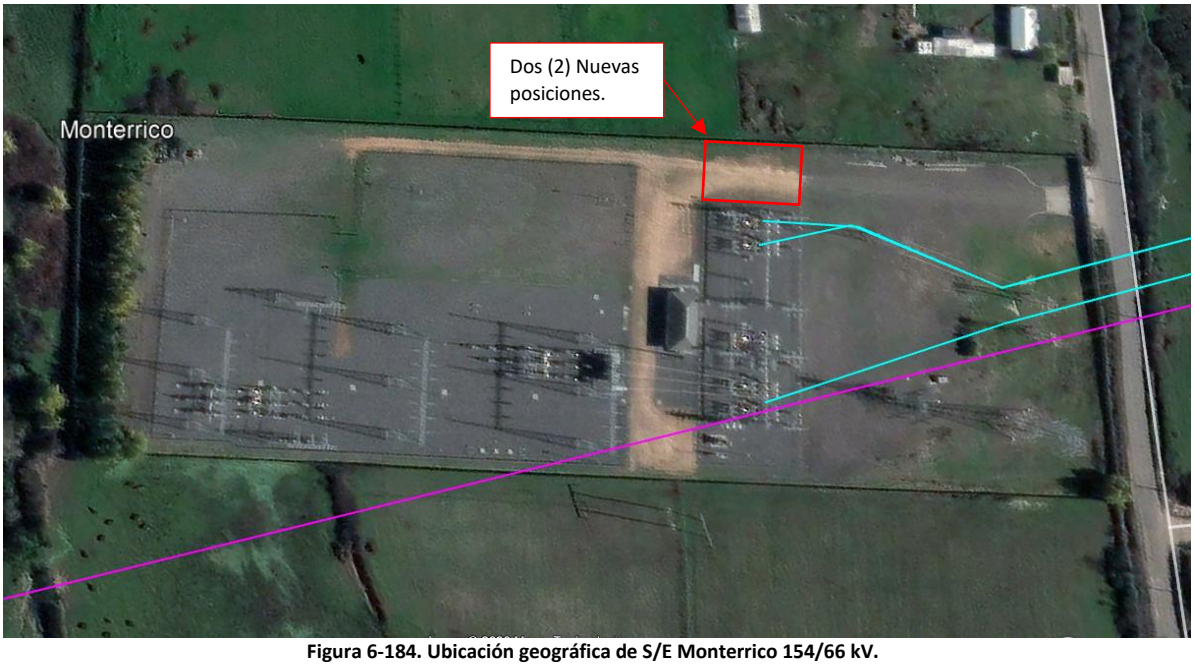


Figura 6-184. Ubicación geográfica de S/E Monterrico 154/66 kV.

Para la ampliación del patio de 66 kV de la subestación Monterrico, se requiere principalmente las siguientes obras:

- Extensión de barra 66 kV en configuración de barra principal más transferencia para al menos dos (2) nuevas posiciones.
- Interruptor acoplador en nuevo segmento de barra principal (Interruptor, desconectador y TTCC)
- Obras Civiles (fundación de equipos primarios, barra y extensión de plataforma).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-138.

Tabla 6-138. Valorización de la obra Ampliación S/E Monterrico.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**592**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**111**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**704**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**116**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**820**

6.10.5.1.7.2 NUEVA LÍNEA 2X66 KV MONTERRICO – NUEVA COIHUECO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito desde la Nueva S/E Coihueco 66 kV, que se construirá a la altura de la comuna de Coihueco, y la actual S/E Monterrico 154/66 kV. Se estima que la línea posea un trazado de 22 km aproximadamente y debe ser diseñada para tener una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 35°C, considerando como primera etapa el tendido del primer circuito de la línea.

La figura 6-185 muestra la ubicación georreferenciada de la actual S/E Monterrico 154/66 kV, y una zona estimativa de la ubicación de la Nueva Subestación Coihueco 66 kV, para tener una perspectiva del recorrido de la nueva línea de transmisión, según lo descrito anteriormente.

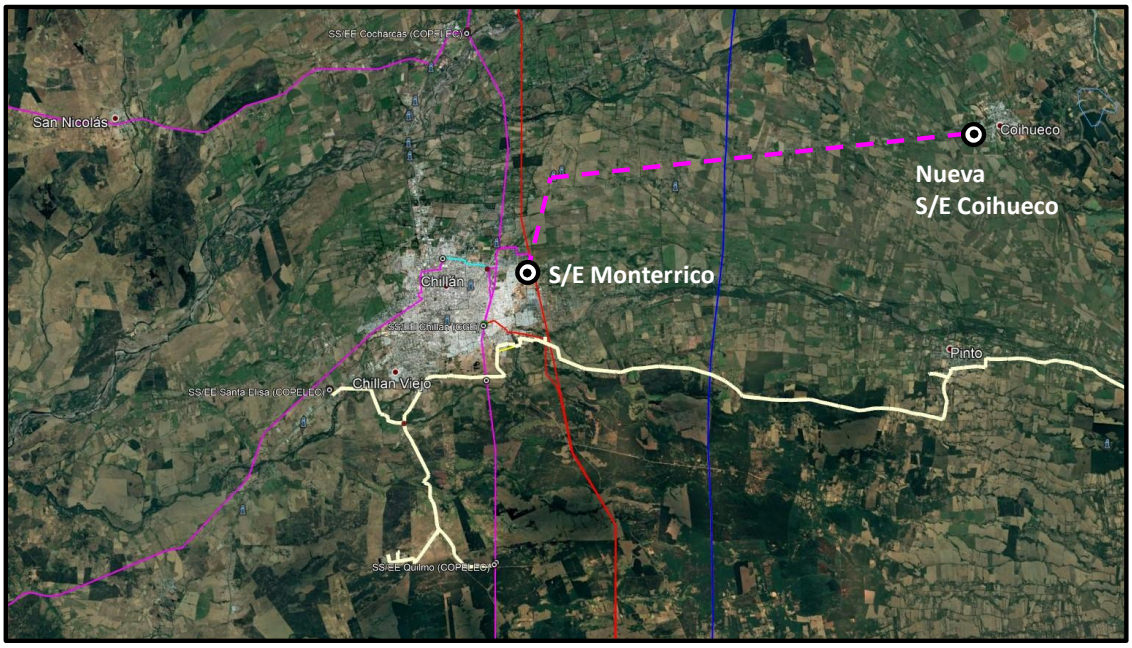


Figura 6-185. Trazado ejemplo de la línea 1x66 kV Monterrico – S/E Coihueco.

Para lo anterior, se recomienda el uso del conductor del tipo AAAC Greeley, que cumple con los requerimientos de potencia del proyecto, que además posee características de alta resistencia a la corrosión, y de gran resistencia mecánica, con mejor comportamiento de tensión y flecha ante cambios de estado, en comparación de conductores de similares características del Tipo ACAR y AAC. Se considera que las subestaciones en ambos extremos cuentan con la extensión de barras y las posiciones disponibles para la conexión de la nueva línea y la instalación del equipamiento primario asociado.

Para la construcción de la nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco, tendido del primer circuito, se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Tendido de 22 km de Conductor tipo AAAC Greeley para el tendido del primer circuito, en las tres fases con un conductor por fase.
- Nuevas estructuras de anclaje, suspensión y sus fundaciones, además de grapas de anclaje, suspensión y ferretería (separadores, amortiguadores, aisladores).
- Franja de servidumbre para el recorrido de la nueva Línea
- Un (1) paño de línea en configuración barra principal más barra de transferencia para la conexión en SE Monterrico (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP por paño)
- Un (1) paño de línea en configuración barra principal seccionada para la conexión en SE Coihueco (un (1) Interruptor, un (1) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-139.

Tabla 6-139. Valorización de la obra Nueva Línea 1x66 kV Monterrico - Coihueco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.319**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**706**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.025**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**664**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.690**

6.10.5.1.7.3 NUEVA S/E COIHUECO

Se propone la Nueva S/E Coihueco que permita abastecer las nuevas demandas en el largo plazo de la ciudad de Coihueco, junto con independizar su operación de forma parcial o total desde la S/E Chillán y su alimentador San Carlos.

La Nueva S/E Coihueco 66/13,8 kV se proyecta con un patio de 66 kV en configuración de barra simple seccionada con una capacidad de al menos 150 MVA con un (1) paño completo para la conexión de un transformador de 66/13,8 kV de 20 MVA, y dos posiciones disponibles con extensión de barra para la conexión del primer circuito de las futuras líneas hacia S/E Monterrico y hacia la S/E Pinto, y al menos espacio para cuatro (4) posiciones futuras (dos para la conexión del segundo circuito de las líneas antes mencionadas y dos para futuros proyectos de la zona).

El patio de 13,8 kV, se propone con un parrón en configuración de barra principal más barra de transferencia con un (1) paño completo para la conexión del transformador de 66/13,8 kV, y espacio disponible para al menos cuatro (4) posiciones futuras.

Para la construcción de la subestación Coihueco 66 kV, se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Patio de 66 kV con parrón en configuración de barra simple seccionada transferencia para al menos cinco (4) posiciones con extensión de barra (Una para transformación, dos para el

primer cto de las nuevas líneas hacia subestación Monterrico y subestación Pinto y dos para el segundo cto de las líneas mencionadas) y al menos espacio para dos (2) posiciones futuras.

- Patio de 13,8 kV con parrón en configuración de barra principal y barra de transferencia, con una posición para transformación y al menos cuatro (4) posiciones disponibles para alimentadores futuros.
- Casetas de control para cada patio de la subestación.
- Transformadores de potencial de barras para patios de 66 y 13,8 kV.
- Un (1) transformador de 66/13,8 kV de 20 MVA
- Un (1) paño de transformación para conexión en patio de 66 kV (un (1) Interruptor, un (1) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT y tres (3) pararrayos).
- Un (1) paño de transformación para conexión en patio de 13,8 kV (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT y tres (3) pararrayos).
- Obras Civiles, fundaciones y estructuras para barras marcos de línea, equipamiento primario, plataforma.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-140.

Tabla 6-140. Valorización de la obra Nueva S/E Coihueco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.974**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**371**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.345**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**387**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.732**

6.10.5.1.7.4 NUEVA LÍNEA 2X66 KV COIHUECO – PINTO, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito desde la Nueva S/E Coihueco 66 kV, a construir a la altura de la comuna de Coihueco; y la Nueva S/E Seccionadora Nueva Pinto 66/33 kV.

Se estima que la línea posea un trazado de 22 km aproximadamente. Su diseño debe considerar una capacidad de al menos 90 MVA por circuito a 35°C. El proyecto considera el tendido del primer circuito de la línea. La figura 6-185 muestra una ubicación georreferenciada de la nueva S/E Coihueco, la nueva S/E Nueva Pinto 66/33 kV y una perspectiva del recorrido de la nueva línea de transmisión.

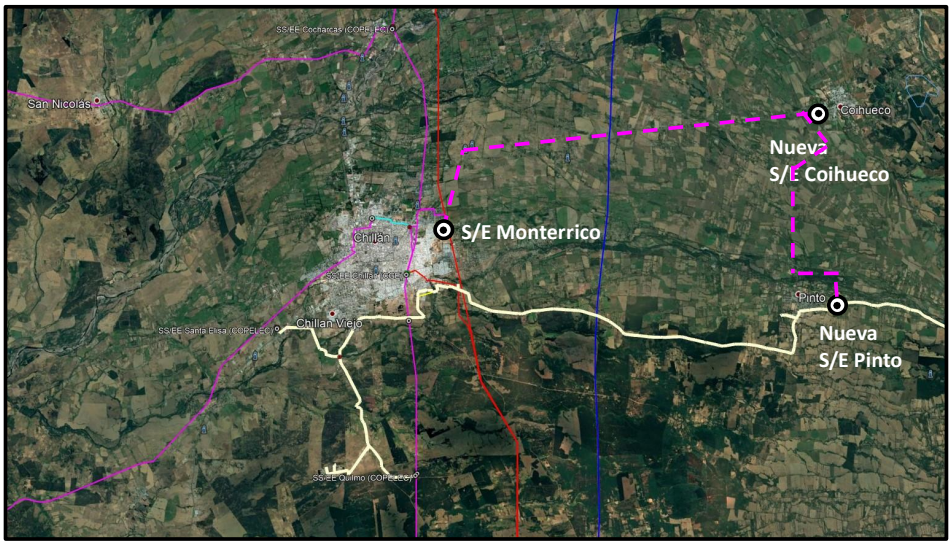


Figura 6-186. Trazado ejemplo de la línea 1x66 kV Nueva S/E Coihueco – Nueva S/E Pinto.

Para lo anterior, se recomienda para la Nueva línea 2x66 kV Coihueco- Nueva Pinto, el uso del conductor del tipo AAAC Greeley, que cumple con los requerimientos de potencia del proyecto, que además posee características de alta resistencia a la corrosión, y de gran resistencia mecánica, con mejor comportamiento de tensión y flecha ante cambios de estado, en comparación de conductores de similares características del Tipo ACAR y AAC. Se considera que las subestaciones en ambos extremos cuentan con la extensión de barras y las posiciones disponibles para la conexión de la nueva línea y la instalación del equipamiento primario asociado.

Para la construcción de la nueva línea 2x66 kV Coihueco- Nueva Pinto, se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Tendido de 22 km de Conductor tipo AAAC Greeley, en las tres fases con un conductor por fase para el primer circuito de la línea.
- Nuevas estructuras de anclaje, suspensión y sus fundaciones, además de grapas de anclaje, suspensión y ferretería (separadores, amortiguadores, aisladores).
- Franja de servidumbre para el recorrido de la nueva Línea
- Un (1) paño de línea en configuración barra principal seccionada para la conexión en SE Coihueco (un (1) Interruptor, un (1) desconectador SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP).
- Un (1) paño de línea en configuración barra simple para la conexión en SE Nueva Pinto (un (1) Interruptor, un (1) desconectador SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTCC y tres (3) TTPP).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-141.

Tabla 6-141. Valorización de la obra Ampliación S/E Monterrico y Nueva Línea 1x66 kV Monterrico - Coihueco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.433**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**726**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.158**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**686**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.484**

6.10.5.1.7.5 NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO

Se propone la Nueva S/E Seccionadora Pinto que permita abastecer las nuevas demandas en el largo plazo de las localidades de la zona oriente de la Región del Ñuble, tales como Pinto y Recinto. La Nueva S/E Seccionadora Pinto debe seccionar la línea 1x33 Tap Off Lajuelas – Tap Off Ciruelito – Recinto, a la altura de la ciudad de Pinto.

La nueva S/E Seccionadora Pinto 66/33/13,8 kV se proyecta con un patio de 66 kV en configuración de barra simple con una capacidad de al menos 150 MVA con un (1) paño completo para la conexión de un transformador de 66/33 kV de 30 MVA, un (1) paño completo para la conexión de un transformador de 66/13,8 kV de 20 MVA, dos (2) posiciones disponibles con extensión de barra para la conexión del primer circuito de la futuras líneas hacia S/E Coihueco, y al menos espacio para dos (2) posiciones para proyectos futuros.

El patio de 33 kV se propone en configuración de barra simple seccionada con dos (2) posiciones para el seccionamiento de la línea de transmisión 1x33 kV Tap Lajuelas – Recinto, un (1) paño completo para la conexión del transformador de 66/13,8 kV y espacio disponible para al menos dos (2) posiciones futuras.

El patio de 13,8 kV, se propone con un parrón en configuración de barra principal más barra de transferencia con un (1) paño completo para la conexión del transformador de 66/13,8 kV, y espacio disponible para al menos seis (6) posiciones futuras (incluyendo espacio para un transformador futuro y un banco de CCEE de 5 MVAr).

Para la construcción de la S/E seccionadora Pinto 66/33/13,8 kV; se requiere principalmente de las siguientes obras:

- Patio de 66 kV con parrón en configuración de barra simple con al menos cuatro (4) posiciones con extensión de barra (dos para trasformación y dos para la nueva línea hacia subestación Coihueco) y al menos espacio para dos (2) posiciones futuras.
- Patio de 33 kV con parrón en configuración de barra simple seccionada con al menos tres (3) posiciones con extensión de barra (dos para seccionamiento y una para transformación), y espacio para al menos dos (2) posiciones futuras.
- Un (1) paño seccionador de barra simple de patio de 33 kV (Interruptor, dos desconectadores y TTCC)

- Patio de 13,8 kV con parrón en configuración barra principal más barra de trasferencia con al menos una (1) posición con extensión de barra para el paño de transformación y espacio para al menos seis (6) posiciones futuras
- Casetas de control para los patios de 66, 33 y 13,8 kV.
- Transformadores de potencial de barras para patios de 66 kV, 33 y 13,8 kV.
- Un (1) transformador de 66/33 kV de 30 MVA
- Un (1) transformador de 66/13,8 kV de 20 MVA
- Dos (2) paño de transformación para conexión en patio de 66 kV (un (1) Interruptor, un (1) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT y tres (3) pararrayos por paño).
- Un (1) paño de transformación para conexión en patio de 33 kV (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT y tres (3) pararrayos).
- Un (1) paño de transformación para conexión en patio de 13,8 kV (un (1) Interruptor, dos (2) desconectadores SPAT, un (1) desconectador CPAT y tres (3) pararrayos).
- Dos (2) paños de línea para el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Off Lajuelas – Tap Off Ciruelito – Recinto en patio de 33 kV (un (1) Interruptor, un (1) desconectador SPAT, un (1) desconectador CPAT, tres (3) pararrayos, tres (3) TTPP y tres (3) TTCC por paño).
- Obras Civiles, fundaciones y estructuras para barras marcos de línea, equipamiento primario, plataforma y edificaciones.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-142.

Tabla 6-142. Valorización de la obra Nueva S/E Pinto.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.259**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**613**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.872**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**639**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.511**

6.10.5.1.7.6 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X154 KV CHARRÚA – PUEBLO SECO

La S/E Pueblo Seco seccionará la actual línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico de 72 MVA a 35°C con sol. En el futuro, la sección de tramo de línea hacia S/E Monterrico, cambiará su conexión hacia la S/E Chillán mediante el proyecto Cambio Circuitos 1x154 kV Charrúa – Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa – Monterrico del DE N°418/2017.

Dado que la S/E Pueblo Seco seccionará la línea 1x154 kV Charrúa – Monterrico de menor capacidad, se requerirá el aumento de capacidad del tramo 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco el cual deberá tener una capacidad, de al menos, 205 MVA a 35 °C con sol.

Para esto se recomienda el uso de un conductor de alta temperatura del tipo ACCC Zadar que cumple con los requerimientos de capacidad proyectada y que, además, posee características

físicas menores al conductor instalado actualmente, es decir, menor sección, diámetro y peso por unidad de longitud.

Para instalar el conductor de alta temperatura en el tramo de línea de 154 kV comprendido entre Subestación Charrúa y la Nueva subestación Seccionadora Pueblo Seco, se requiere principalmente las siguientes obras:

- Tendido de 30 km de Conductor tipo ACCC Zadar, en las tres fases con un conductor por fase.
- Reforzar un 20% del total de estructuras de las líneas de ambos circuitos.
- Reforzar un 2% las fundaciones del total de estructuras de las líneas de ambos circuitos.
- Reemplazar grapas de anclaje, suspensión y ferretería (separadores, amortiguadores, aisladores).

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-143.

Tabla 6-143. Valorización de la obra de aumento de capacidad Línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.563**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**1.000**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**3.563**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**588**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**4.151**

6.10.5.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.5.2.1 TRANSFORMADORES AT/MT

A continuación, se presentan propuestas para dar solución a las sobrecargas diagnosticadas de los transformadores AT/MT de la Zona Alto Jahuel – Charrúa. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario considerar como propuestas vigentes las soluciones presentadas en la tabla 6-144 y la tabla 6-145, que corresponden respectivamente a obras propuestas en los informes “Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2019” y “Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020”. Estas obras toman relevancia en base al diagnóstico realizado y el Coordinador sugiere su incorporación para asegurar el abastecimiento de la demanda en las distintas ciudades de la zona Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 6-144. Obras Propuestas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

S/E	Obras Propuestas
Hospital	Nuevo transformador 66/15 kV 18,7 MVA
Panguilemo	Nuevo transformador 66/15 kV 10 MVA

Tabla 6-145. Obras Propuestas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

S/E	Obras Propuestas
Cachapoal	Nuevo transformador 66/15 kV 30 MVA
Chimbarongo	Reemplazo transformador N°2 66/15 kV 9,4 MVA por nuevo transformador de 20 MVA

Cocharcas	Nuevo transformador 66/13,8 kV 10 MVA
Hualte	Nuevo transformador 66/33-23 kV 15 MVA
Marchigüe	Nuevo transformador 66/24-13,8 kV 20 MVA
Quirihue	Nuevo transformador 33/23 kV 10 MVA
Santa Elisa	Nuevo transformador 33/23 kV 8 MVA

El diagnóstico realizado de la zona indica que el transformador Itahue 66/13,8 kV 6,25 MVA posee una cargabilidad por sobre el 85% en el horizonte de análisis. Nuevas demandas en la zona deben considerar conexión en alimentadores de la S/E Molina que incluye un nuevo transformador Molina 66/15 kV 20 MVA a través de la obra "Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó" del DE N°198/2019.

Adicionalmente, se insiste en la necesidad urgente de la aplicación del artículo 102° de la Ley para dar solución a los siguientes proyectos:

1. Aumento de capacidad en S/E El Monte – DE N°418/2017.
2. Ampliación en S/E La Esperanza – DE N°418/2017.
3. Aumento de capacidad en S/E Piduco – DE N°293/2018.

Finalmente, se advierte la necesidad de adjudicación en el próximo proceso de licitación para la obra "Ampliación en S/E El Manzano" del DE N°198/2019. En caso de no adjudicación, esta será candidata a obras por artículo 102° de la Ley que den solución al abastecimiento de demanda respectivo.

6.10.5.2.1.1 S/E SECCIONADORA NUEVA CURICÓ

La comuna de Curicó está ubicada en la Provincia de Curicó de la Región del Maule. De acuerdo con el censo del 2017, Curicó es la segunda comuna con mayor crecimiento demográfico de la Región del Maule, con un total de 149.136 habitantes. En particular, los grandes consumos de la zona son abastecidos principalmente desde la S/E Curicó, la cual se muestra mediante la figura 6-187.

Figura 6-187. Vista aérea de la S/E Curicó.

De acuerdo con la proyección de las cargabilidades de transformadores realizadas en el diagnóstico, existen transformadores en la S/E Curicó con cargabilidades por sobre el 85% de su potencia nominal, según se observa en la figura 6-188.

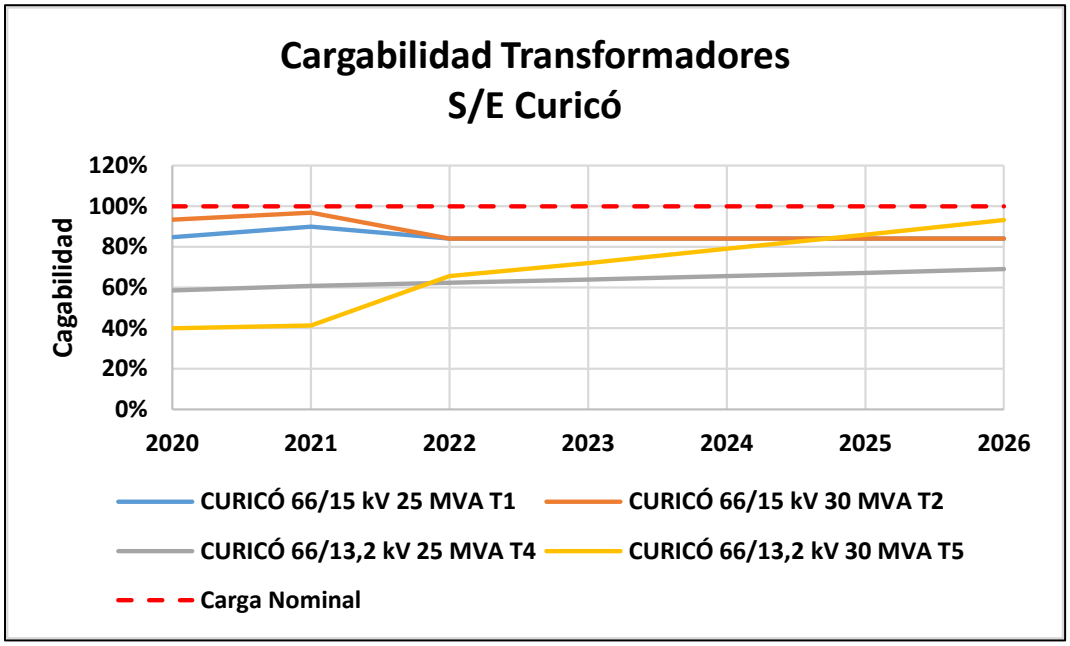


Figura 6-188. Proyección de cargabilidad de transformadores en S/E Curicó.

Con el propósito de asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la comuna de Curicó en el largo plazo, y disminuir la cargabilidad observada en la línea 1x66 kV Teno – Rauquén – Curicó, se propone el proyecto S/E Seccionadora Nueva Curicó, que seccione la línea 2x154 kV Tinguiririca – Empalme Teno. El proyecto debe considerar la instalación de un nuevo transformador 154/66 kV 75 MVA que permita el enlace para línea propuesta en la sección de líneas de transmisión, línea 1x66 kV Nueva Seccionadora Curicó - Rauquén. Adicionalmente, el proyecto debe considerar la instalación de un transformador 66/13,2 kV 30 MVA para descarga de los transformadores de la S/E Curicó.

El patio de 154 kV debe ser en barra principal seccionada más transferencia, con capacidad de, al menos, 400 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se debe considerar la construcción de sus respectivos paños de conexión, uno para la transferencia, uno para unir las secciones de barra, cuatro para el seccionamiento de la línea 2x154 kV Tinguiririca – Empalme Teno y uno para el nuevo transformador 154/66 kV 75 MVA. Adicionalmente, se debe considerar espacio para una segunda unidad de transformación y a lo menos dos paños futuros. El transformador AT/AT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

El patio de 66 kV será en configuración barra principal más transferencia con capacidad de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Debe considerar la construcción de sus respectivos paños de conexión, uno para la transferencia, dos para los equipos de transformación 154/66 kV 75 MVA y 66/13,2 kV 30 MVA, y uno para la línea propuesta 1x66 kV Nueva Seccionadora Curicó - Rauquén. Adicionalmente, se debe considerar la instalación espacio para a lo menos tres paños futuros. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

En 13,2 kV, se deberán considerar celdas de media tensión en configuración barra principal más transferencia, para al menos 3 alimentadores dedicados de distribución, considerando además espacio futuro para una segunda unidad de transformación.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-146.

Tabla 6-146. Valorización de la obra de S/E Nueva Curicó.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**4.706**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**1.035**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**5.741**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**976**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**6.717**

6.10.5.2.1.2 NUEVA S/E SECCIONADORA CHIÑIGÜE

La S/E El Maitén alimenta distintas localidades, tales como Chiñigüe, Lumbreras y Pomaire. El sistema eléctrico en la zona opera de forma radial desde la S/E Bajo Melipilla a la S/E El Monte, como se muestra en la figura 6-189.

En la zona, se encuentran decretados los proyectos de ampliación “Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén - El Paico - El Monte” (DE N°418/2017) y “Aumento de capacidad en S/E El Monte” (DE N°293/2018); sin embargo, ambos proyectos han resultado desiertos durante tres licitaciones gestionadas por el Coordinador. Más aún, del diagnóstico realizado se identifica que la S/E El Monte es candidata a una nueva obra vía el artículo 102° de la Ley, condicionada a la no realización del proyecto “Aumento de capacidad en S/E El Monte”.

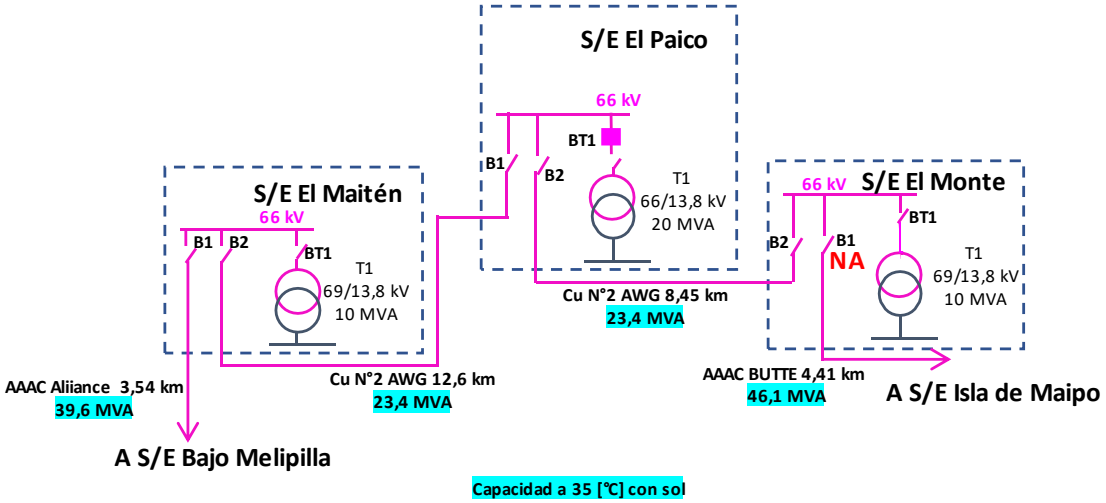


Figura 6-189. Diagrama unilineal simplificado de la alimentación de las SS/EE El Maitén, El Paico y El Monte.

Con el propósito de mitigar los riesgos de licitaciones desiertas en la zona y asegurar el abastecimiento de la demanda de las localidades mencionadas, evitando sobrecargas del actual transformador El Maitén 66/13,8 kV 10 MVA, se propone la construcción de la nueva S/E Chiñigüe, que seccione la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico, a la altura de Chiñigüe, considerando la instalación de un transformador 66/13,2 kV 30 MVA. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

El patio de 66 kV debe ser en barra simple, con capacidad de, al menos, 150 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se debe considerar la construcción de sus respectivos paños de conexión, dos para el seccionamiento de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico y uno para el nuevo transformador 66/13,2 kV 30 MVA. Adicionalmente, se debe considerar espacio para una segunda unidad de transformación y a lo menos dos paños futuros.

En 13,2 kV, se deberán considerar celdas de media tensión en configuración barra simple, para al menos 3 alimentadores dedicados de distribución, considerando además espacio futuro para una segunda unidad de transformación. Adicionalmente, considerará un banco de CCEE de 5 MVAr en total, mediante dos etapas de 2,5 MVAr.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-147.

Tabla 6-147. Valorización de la obra de nueva S/E Seccionadora Chiñigüe.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.328**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**512**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.840**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**483**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.323**

6.10.5.2.1.3 AMPLIACIÓN S/E LA RONDA

La S/E La Ronda se ubica en la comuna de San Fernando, la cual pertenece a la Región del Libertador Bernardo O'Higgins. La figura 6-190 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E La Ronda.

Figura 6-190. Vista aérea de la S/E La Ronda.

Actualmente la S/E La Ronda posee sólo un transformador T1 66/15 kV 13,3 MVA.

La S/E La Ronda se abastece a través de la línea 1x66 kV San Fernando – La Ronda. La figura 6-191 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

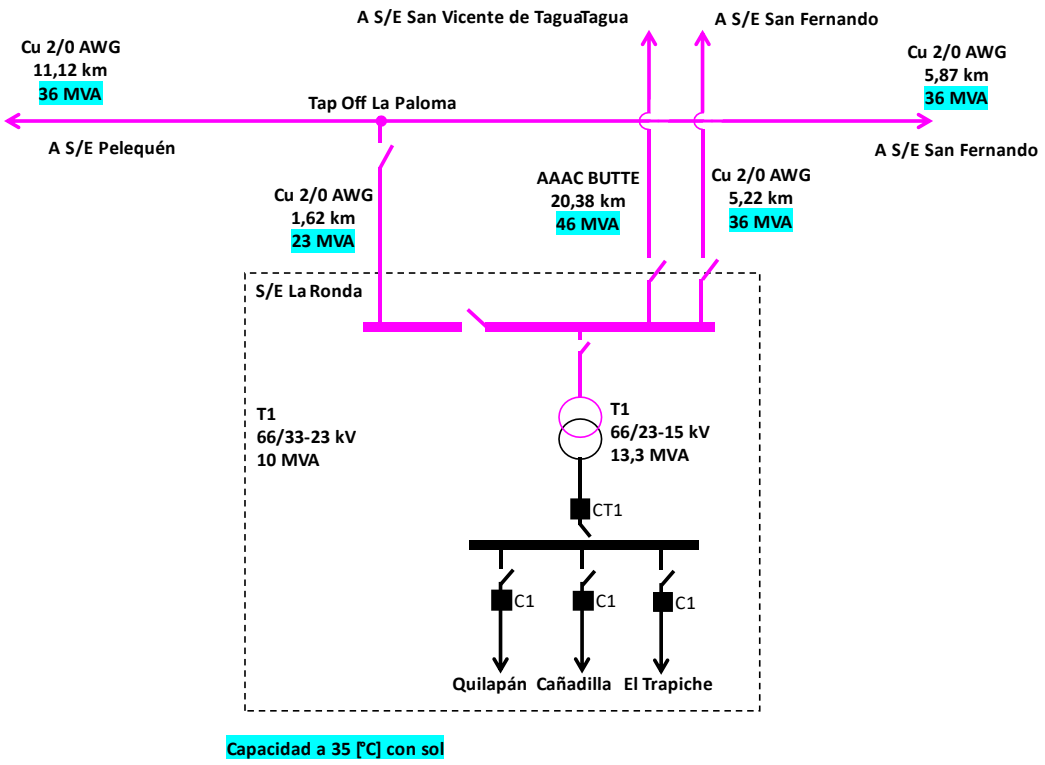


Figura 6-191. Diagrama unilineal simplificado de la S/E La Ronda.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, la S/E La Ronda se carga por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-192.

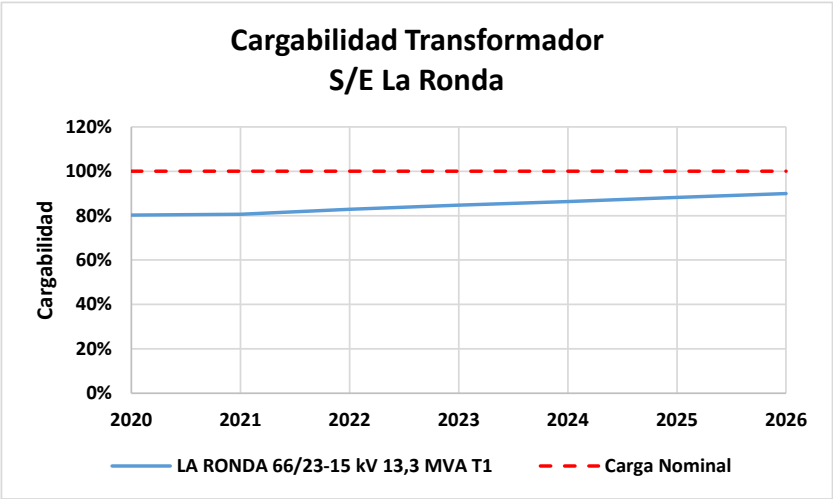


Figura 6-192. Proyección de cargabilidad de transformador T1 en S/E La Ronda.

Dado lo anterior, se propone la ampliación de la barra de la S/E asociada a la línea 1x66 kV Tap La Paloma – La Ronda, para la incorporación de un nuevo transformador 66/15 kV 25 MVA. El

transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El proyecto debe considerar los paños para la conexión del nuevo transformador. Adicionalmente, el proyecto considera la normalización de los paños del antiguo transformador, la normalización del paño seccionador y la normalización de los paños de las líneas 1x66 kV San Fernando – La Ronda y 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua. El patio de 15 kV debe considerar la construcción de tres alimentadores para distribución.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-148.

Tabla 6-148. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E La Ronda.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.738**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**382**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.120**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**360**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.480**

6.10.5.2.1.4 AMPLIACIÓN S/E LAS CABRAS

La S/E Las Cabras se ubica en la comuna de Las Cabras, la cual pertenece a la Región del Libertador Bernardo O'Higgins. La figura 6-193 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Las Cabras.

Figura 6-193. Vista aérea de la S/E Las Cabras.

Actualmente la S/E Las Cabras posee dos transformadores AT/MT conectados en paralelo:

- Transformador T1 66/15 kV 10 MVA.
- Transformador T2 66/15 kV 9 MVA.

La S/E Las Cabras se abastece a través de la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras. La figura 6-194 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

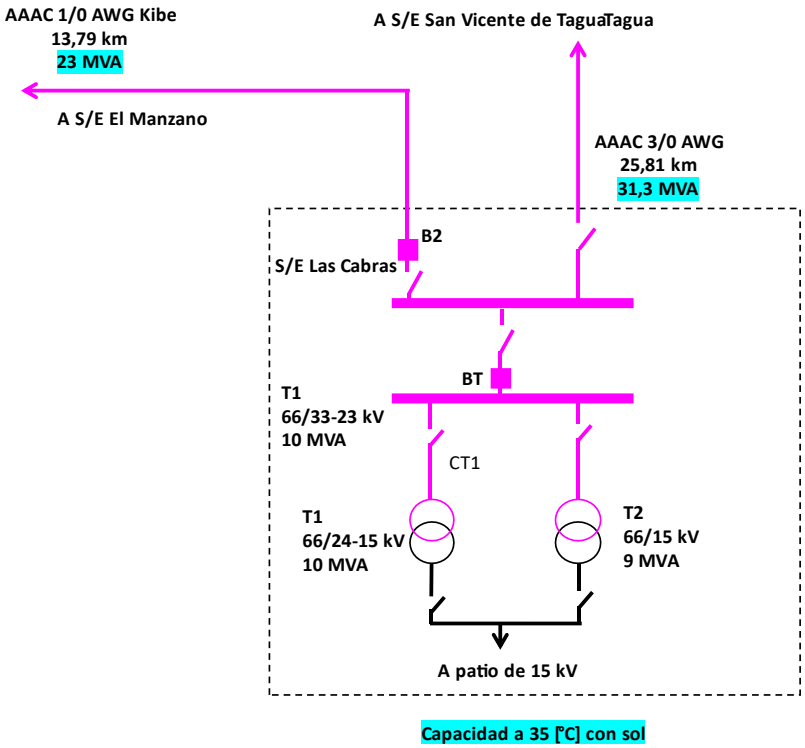


Figura 6-194. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Las Cabras.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el transformador T2 de la S/E Las Cabras se carga por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-195.

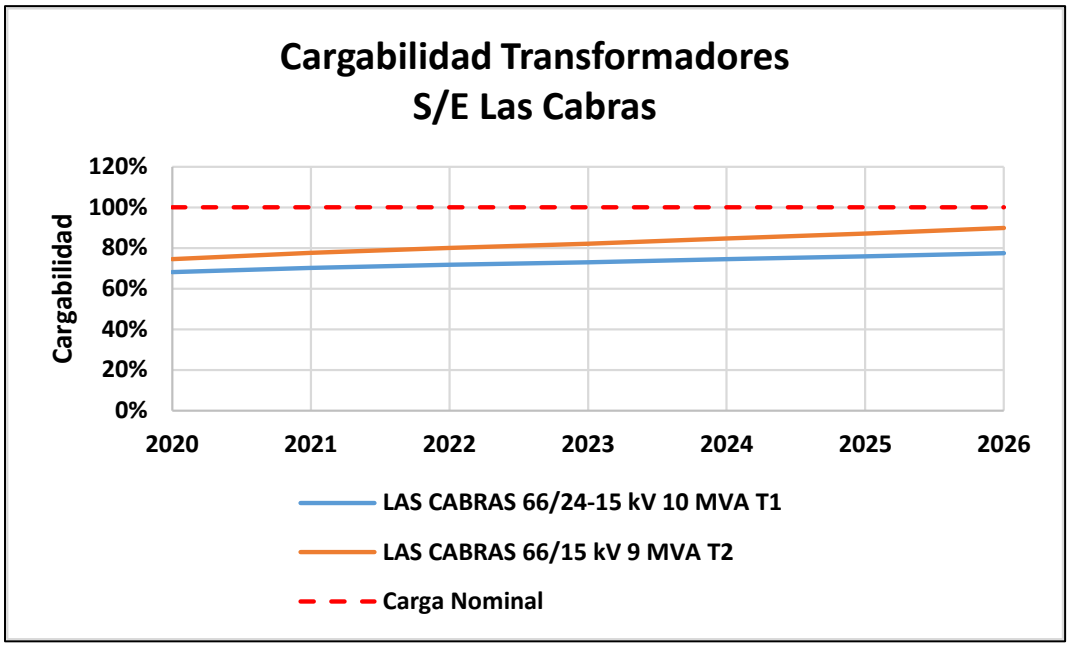


Figura 6-195. Proyección de cargabilidad de transformadores en S/E Las Cabras.

Dado lo anterior, se propone la ampliación de la S/E y una nueva sección de barra en configuración barra simple, para la incorporación de un nuevo transformador 66/15 kV 25 MVA. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El proyecto debe considerar los paños para la conexión del nuevo transformador. Adicionalmente, el proyecto considera la normalización del paño de la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras y la incorporación del paño seccionador para la nueva sección de barra.

El patio de 15 kV del nuevo transformador debe considerar la construcción de tres alimentadores para distribución.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-149.

Tabla 6-149. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Las Cabras.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.609**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**354**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.963**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**334**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.296**

6.10.5.2.1.5 AMPLIACIÓN S/E NUEVA NIRIVILO

La S/E Nirivilo se ubica en la comuna de San Javier, la cual pertenece a la Región del Maule. En su zona, se realiza la construcción de la S/E Nueva Nirivilo, decretada mediante el DE N°418/2017. La figura 6-196 muestra una vista aérea de la zona en la cual están ubicadas ambas SS/EE.

Figura 6-196. Vista aérea de la zona de S/E Nirivilo y S/E Nueva Nirivilo.

Actualmente la S/E Nirivilo posee dos transformadores AT/MT conectados en paralelo:

- Transformador T1 66/23 kV 5 MVA.
- Transformador T2 66/23 kV 5 MVA.

La S/E Nirivilo se abastece a través de la línea 1x66 kV San Javier – Nirivilo, teniendo la posibilidad de abastecerse desde la costa a través de la línea 1x66 kV Constitución – Nirivilo. La figura 6-197 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

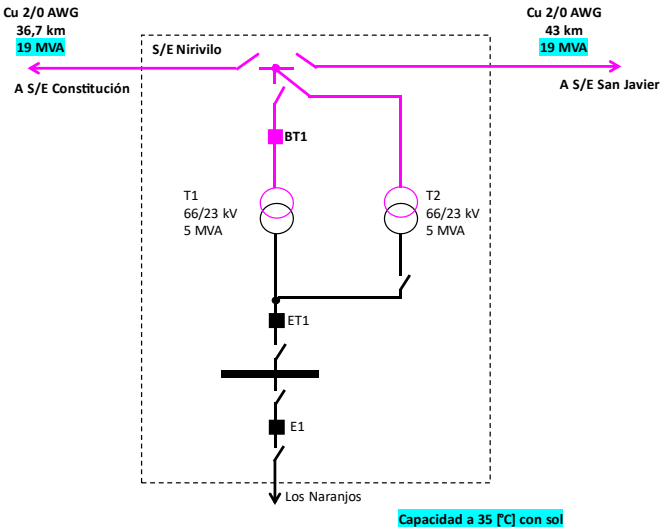


Figura 6-197. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Nirivilo.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el transformador T1 de la S/E Nirivilo se carga por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-198.

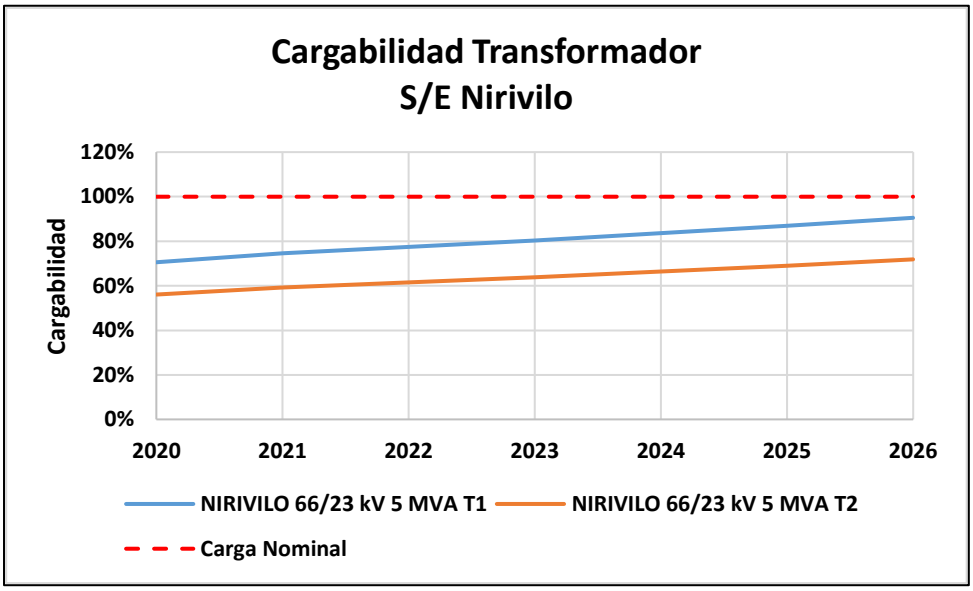


Figura 6-198. Proyección de cargabilidad de transformadores en S/E Nirivilo.

En la zona existen varios proyectos que han resultado desiertos en el proceso de licitación del DE N°198/2019, los cuales corresponden a:

- Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier
- Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo*

- Ampliación en S/E Nirivilo
- Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, Tendido del Primer Circuito*

*: Obra que depende de la construcción de la S/E Nueva Nirivilo.

Con el propósito de disminuir el riesgo de adjudicación en procesos de licitación de obras asociadas directamente a la S/E Nirivilo, se propone la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV 25 MVA en la S/E Nueva Nirivilo. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El proyecto debe considerar la ampliación de la barra de 66 kV en configuración doble barra más transferencia, para la conexión del transformador. Adicionalmente, debe considerar los paños respectivos.

El patio de 23 kV del nuevo transformador debe considerar la construcción de dos alimentadores para distribución.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-150.

Tabla 6-150. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Nueva Nirivilo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.071**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**456**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.527**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**430**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.957**

6.10.5.2.1.6 AMPLIACIÓN S/E QUINTA

La S/E Quinta se ubica en la comuna de Chimbarongo, la que pertenece a la Región del Libertador Bernardo O'Higgins. La figura 6-199 muestra una vista aérea de la zona en la cual se ubica la S/E.

Figura 6-199. Vista aérea de la S/E Quinta.

Actualmente la S/E Quinta posee dos transformadores AT/MT conectados en paralelo:

- Transformador T1 66/13,8 kV 5,2 MVA.
- Transformador T2 66/13,8 kV 5,2 MVA.

La S/E Quinta se abastece a través de la línea 1x66 kV San Fernando – Chimbarongo – Tap Off Quinta. La figura 6-200 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

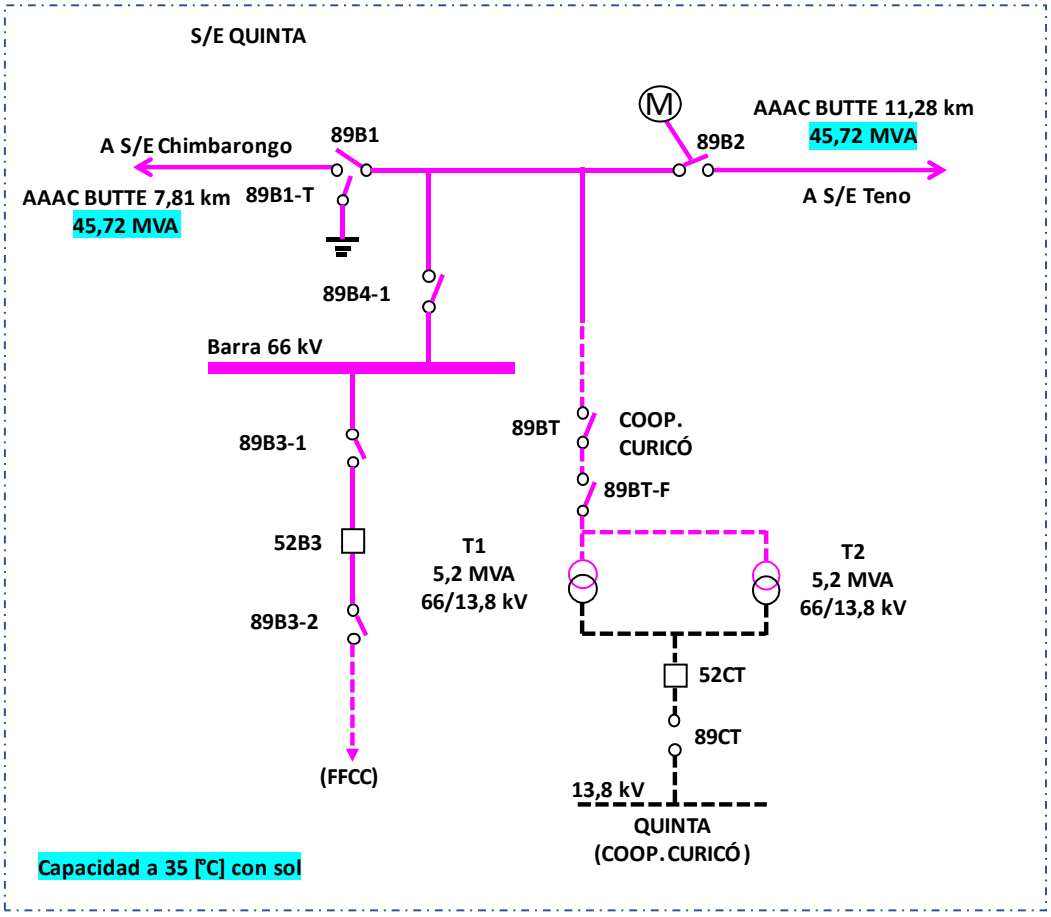


Figura 6-200. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Quinta.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, los transformadores de la S/E Quinta se cargan por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-201.

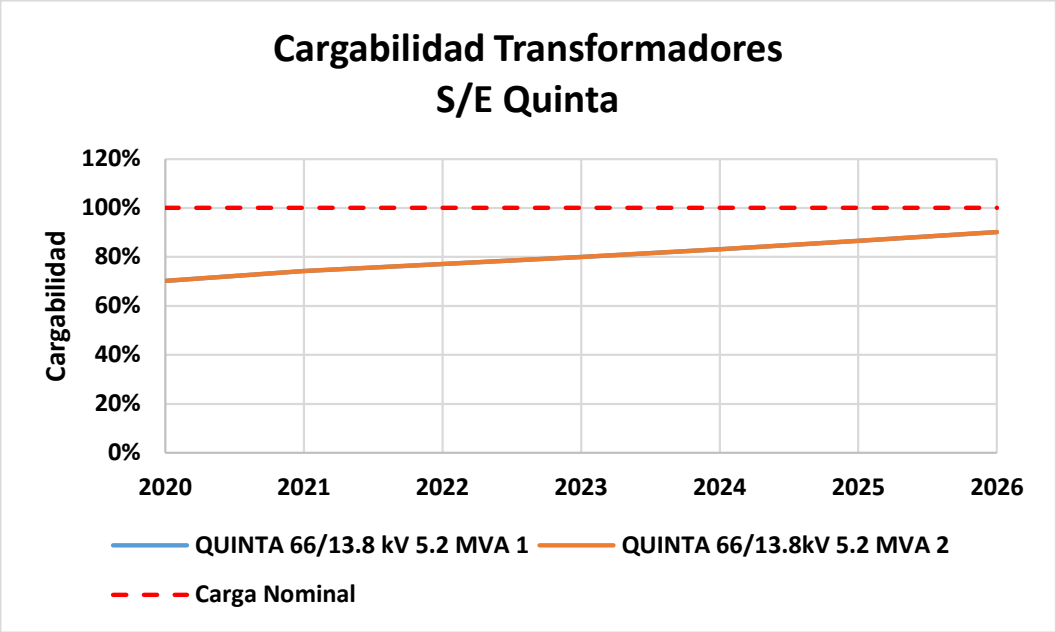


Figura 6-201. Proyección de cargabilidad de transformadores en S/E Quinta.

Dado lo anterior, se propone la normalización de la conexión de la S/E Quinta, eliminado su conexión en Tap Off y promoviendo la normalización de sus paños de conexión. La propuesta se ejemplifica mediante la figura 6-202.

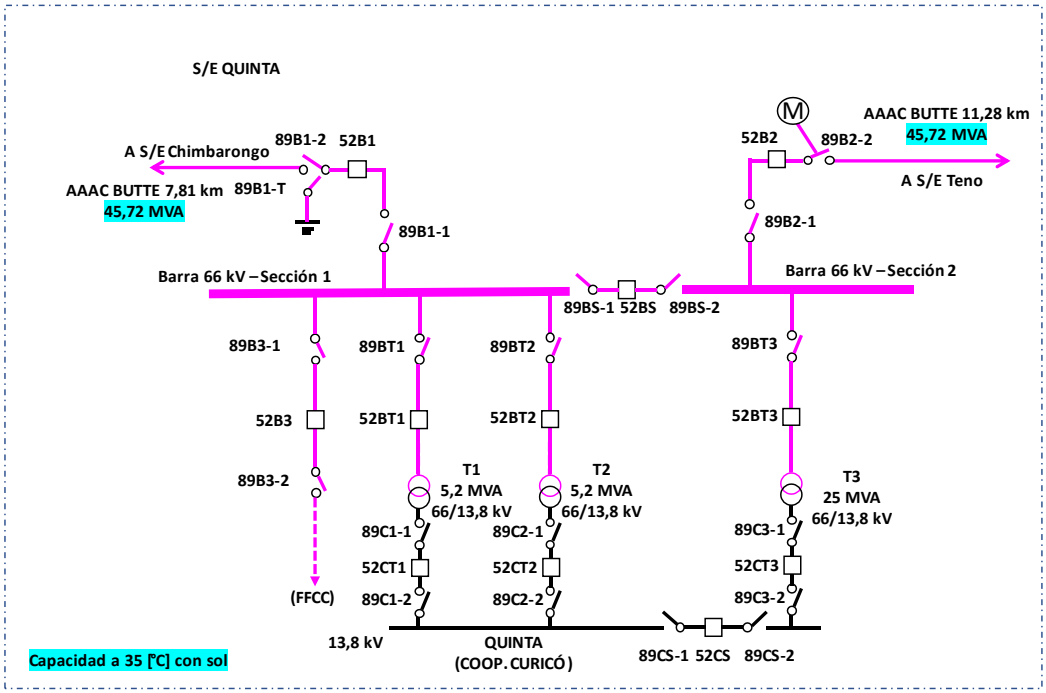


Figura 6-202. Conceptualización de la ampliación en S/E Quinta.

Como se observa en la figura 6-202, la propuesta considera:

- Extender la actual barra 66 kV en configuración barra simple, desde la que se abastece FFCC, de tal forma que a ella se conecte el paño normalizado de la línea 1x66 kV Chimbarongo – Quinta, los paños normalizados de los transformadores T1 y T2 y la conexión actual de FFCC Quinta. Adicionalmente, se considera la construcción del paño seccionador para una nueva barra a denominar sección 2.
- Conexión del paño normalizado de la línea 1x66 kV Maule – Quinta a la nueva sección de barra 2.
- Independizar los transformadores T1 y T2, normalizando sus paños tanto a nivel de 66 kV como a nivel de 13,8 kV.
- Incorporación de un nuevo transformador 66/13,8 kV 25 MVA con conexión en la nueva barra simple sección 2. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El proyecto debe considerar los paños para la conexión del nuevo transformador.
- Incorporación de un paño seccionador a nivel de 13,8 kV.

El patio de 13,8 kV del nuevo transformador debe considerar la construcción de tres alimentadores para distribución.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-151.

Tabla 6-151. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Quinta.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.245**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**494**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.740**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**466**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**3.206**

6.10.5.2.1.7 NUEVA S/E SECCIONADORA CHUCHUNCO

La S/E Reguladora Rapel posee un transformador 66/13,8 kV 10 MVA que alimenta las localidades de Litueche y Quillayes, abastecidas mediante alimentadores desde la S/E Quelentaro. La figura 6-203 muestra una vista aérea de las SS/EE Reguladora Rapel y Quelentaro.

Figura 6-203. Vista aérea de la SS/EE Reguladora Rapel, Rapel y Quelentaro.

La S/E Reguladora Rapel se abastece directamente de la Central Rapel mediante la línea 2x66 kV Central Rapel – Reguladora Rapel. La figura 6-204 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E y su enlace con la S/E Quelentaro.

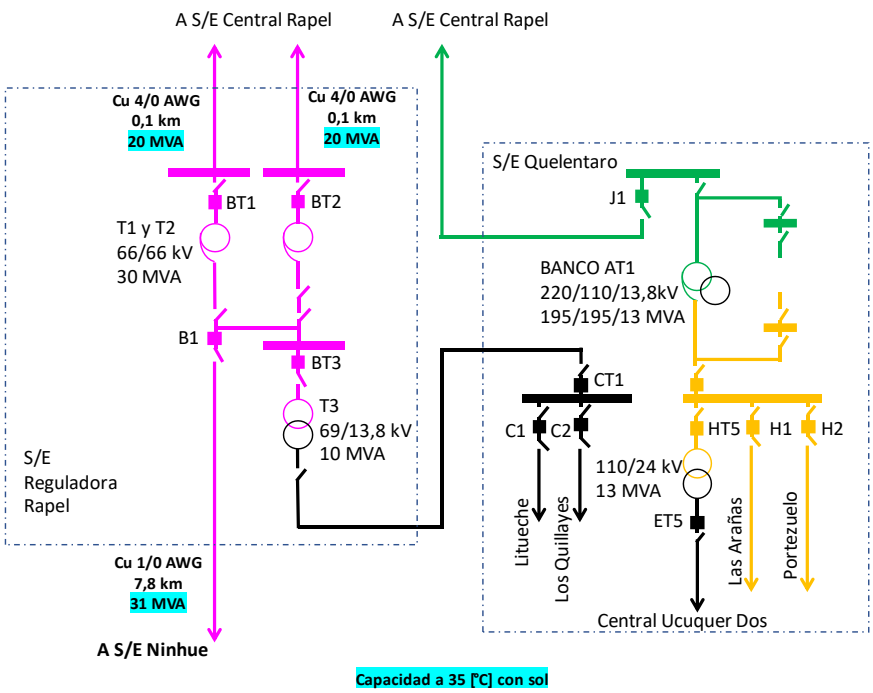


Figura 6-204. Diagrama unilineal simplificado de la SS/EE Reguladora Rapel y Quelentaro.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, el transformador T3 de la S/E Reguladora Rapel se carga por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-205.

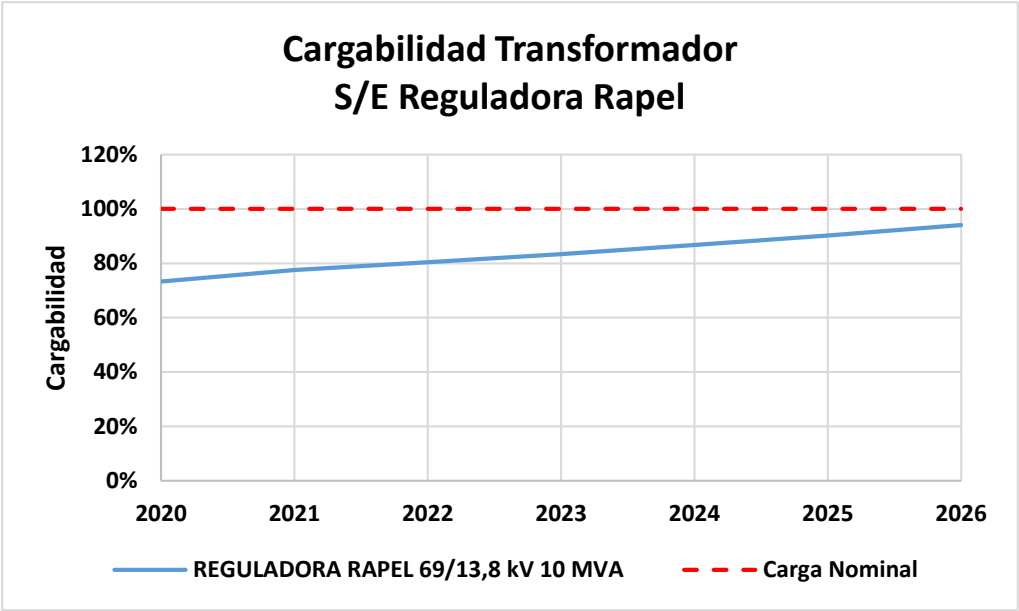


Figura 6-205. Proyección de cargabilidad de transformador en S/E Reguladora Rapel.

Con el propósito de mitigar los riesgos de licitaciones desiertas en la zona y asegurar el abastecimiento de la demanda de las localidades mencionadas, evitando sobrecargas del actual transformador Reguladora Rapel 66/13,8 kV 10 MVA, se propone la construcción de la nueva S/E Chuchunco, que seccione la línea 1x110 kV Quelentaro - Portezuelo, a la altura de la localidad de Chuchunco, considerando la instalación de un transformador. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona.

El patio de 110 kV debe ser en configuración barra simple, con capacidad de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se debe considerar la construcción de sus respectivos paños de conexión, dos para el seccionamiento de la línea 1x110 kV Quelentaro - Portezuelo y uno para el nuevo transformador 66/13,8 kV 25 MVA. Adicionalmente, se debe considerar espacio para una segunda unidad de transformación y a lo menos dos paños futuros.

En 13,8 kV, se deberán considerar celdas de media tensión en configuración barra simple, para al menos 3 alimentadores dedicados de distribución, considerando además espacio futuro para una segunda unidad de transformación.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-152.

Tabla 6-152. Valorización de la obra de nueva S/E Seccionadora Chuchunco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**3.901**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**858**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.759**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**809**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.568**

6.10.5.2.1.8 AMPLIACIÓN S/E RETIRO

La S/E Retiro se ubica en la comuna de Retiro, la cual pertenece a la Región del Maule. La figura 6-206 muestra una vista aérea de la zona en la cual está ubicada la S/E Retiro.

Figura 6-206. Vista aérea de la S/E Retiro.

Actualmente la S/E Retiro posee dos transformadores AT/MT conectados en paralelo:

- Transformador T1 66/13,2 kV 2,8 MVA.
- Transformador T2 66/13,2 kV 2,5 MVA.

La S/E Retiro, en condiciones de operación normal, se abastece a través de la línea 1x66 kV Parral – Retiro. La figura 6-207 muestra un diagrama unilineal simplificado de esta S/E.

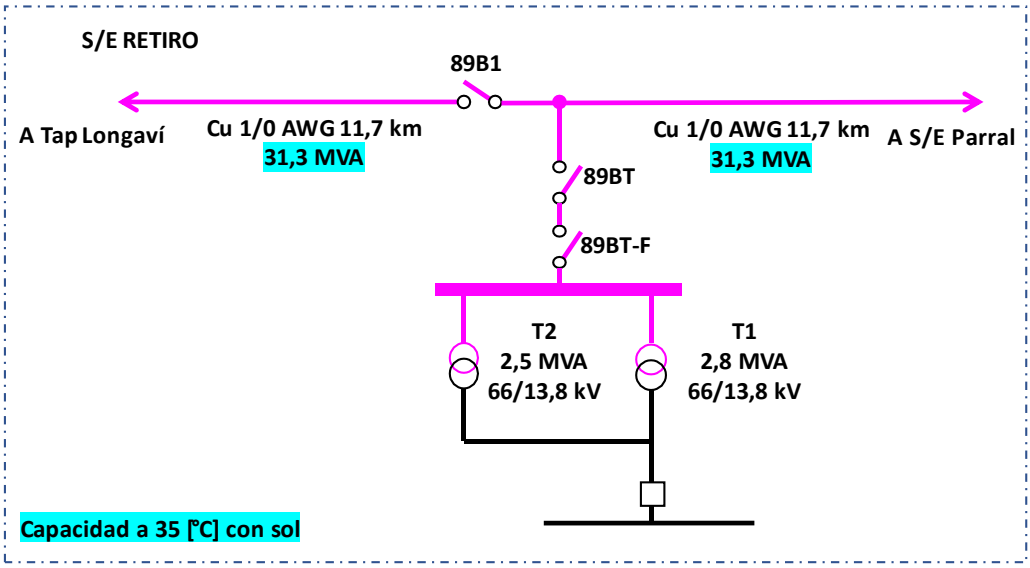


Figura 6-207. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Retiro.

De acuerdo con el diagnóstico realizado, los transformadores de la S/E Retiro se cargan por sobre el 85% de su capacidad nominal durante el horizonte analizado, como se muestra en la figura 6-208.

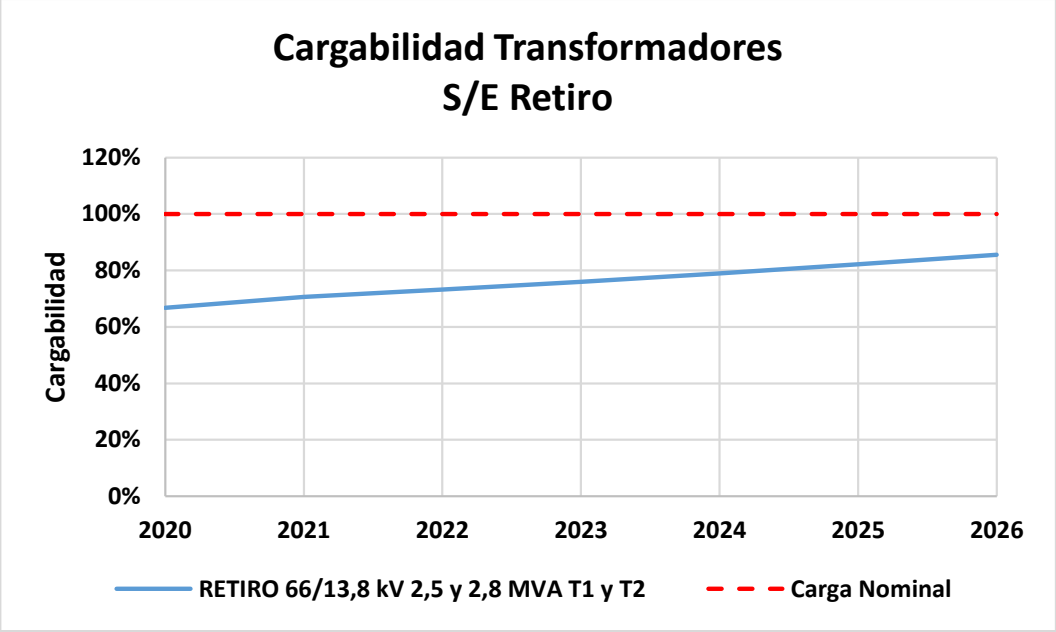


Figura 6-208. Proyección de cargabilidad de transformadores en S/E Retiro.

Dado lo anterior, se propone la normalización de la conexión de la S/E Retiro, eliminado su conexión en Tap Off y promoviendo la normalización de sus paños de conexión. La propuesta se ejemplifica

mediante la

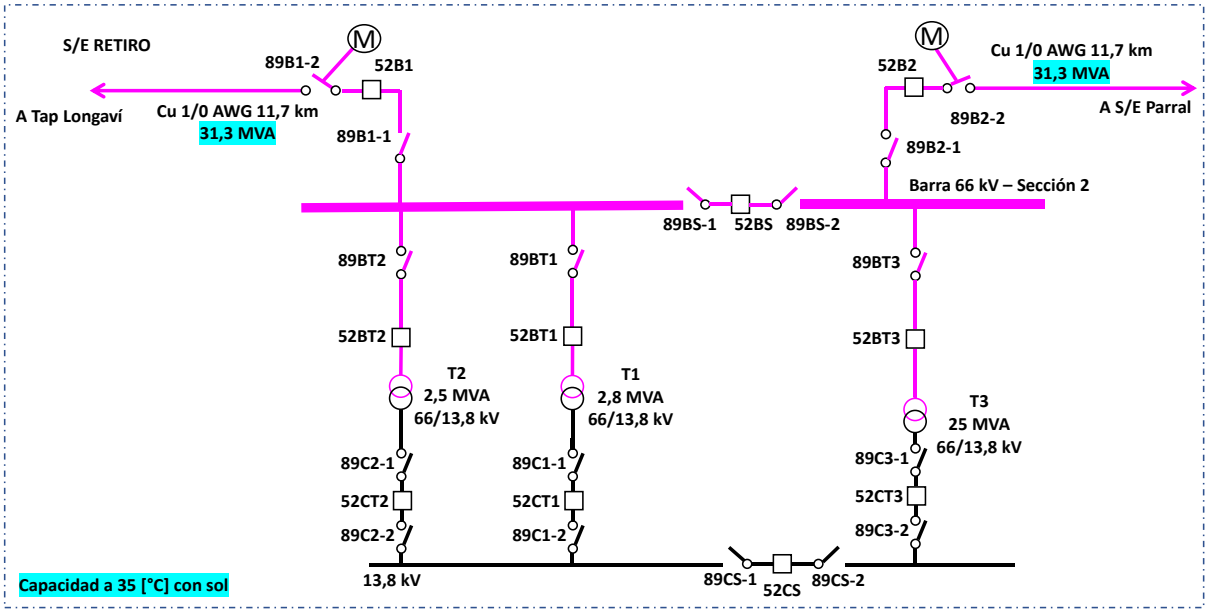


figura 6-209.

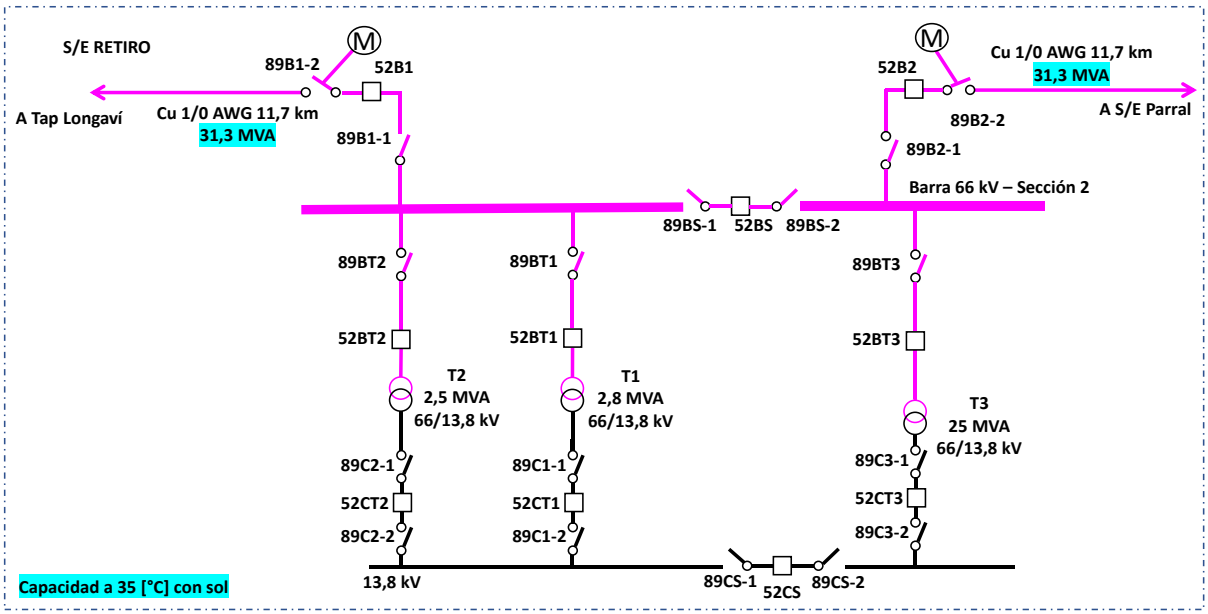


Figura 6-209. Conceptualización de la ampliación en S/E Retiro.

Como se observa en la

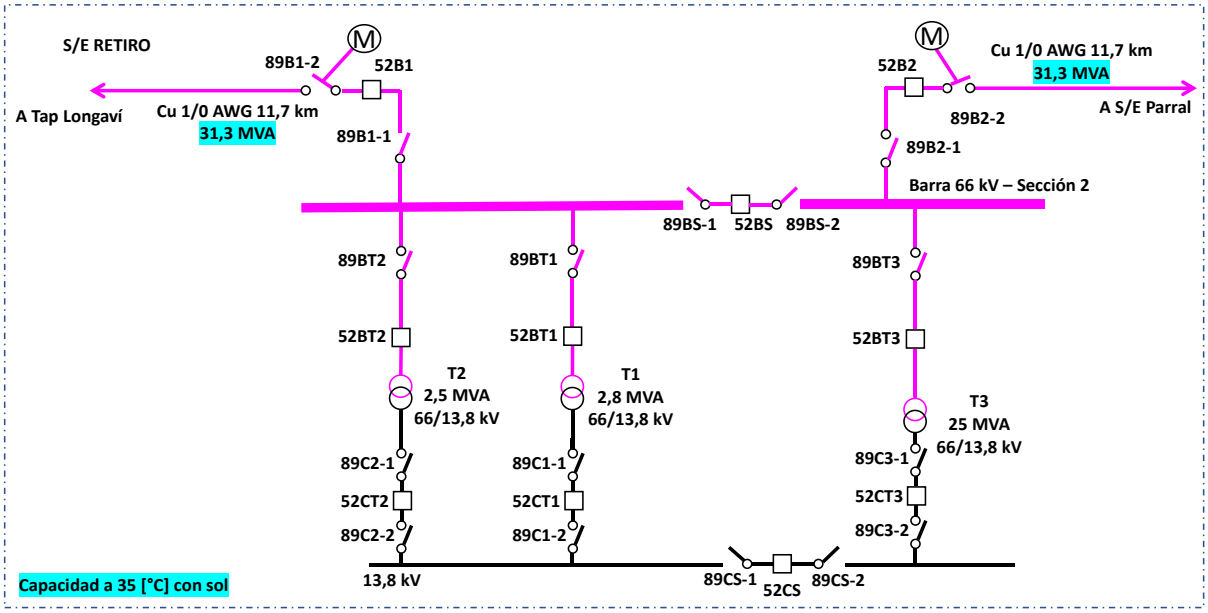


figura 6-209, la propuesta considera:

- Extender la actual barra 66 kV en configuración barra simple, de tal forma que a ella se conecte el paño normalizado de la línea 1x66 kV Tap Longaví - Retiro Quinta y los paños normalizados de los transformadores T1 y T2. Adicionalmente, se considera la construcción del paño seccionador para una nueva barra a denominar sección 2.
- Conexión del paño normalizado de la línea 1x66 Parral – Retiro a la nueva sección de barra 2.
- Independizar los transformadores T1 y T2, normalizando sus paños tanto a nivel de 66 kV como a nivel de 13,8 kV.
- Incorporación de un nuevo transformador 66/13,8 kV 25 MVA con conexión en la nueva barra simple sección 2. El transformador AT/MT debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión de la zona. El proyecto debe considerar los paños para la conexión del nuevo transformador.
- Incorporación de un paño seccionador a nivel de 13,8 kV.

El patio de 13,8 kV del nuevo transformador debe considerar la construcción de tres alimentadores para distribución.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-153.

Tabla 6-153. Valorización de la obra de Nuevo Transformador en S/E Retiro.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**2.085**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**459**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.544**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**433**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.977**

6.10.5.2.1.9 AMPLIACIONES NECESARIAS PARA OTORGAR POTENCIA FIRME A SS/EE

La tabla 6-154 presenta las obras necesarias para otorgar potencia firme a SS/EE que alimentan capitales regionales y ciudades con demanda de densidad media, en virtud de los análisis realizados en este proceso de planificación. Adicionalmente, se aprovecha la instancia de ampliación de potencia firme, para el mejoramiento de las configuraciones de barras en estas SS/EE, aumentando la confiabilidad del sistema.

Tabla 6-154. Obras necesarias para otorgar potencia firme a SS/EE de la zona Alto Jahuel - Charrúa.

Subestación	Proyecto requerido
Alameda	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Normalización de paños seccionadores en barra de 66 kV y 15 kV de la S/E.
Buin	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Normalización de paño seccionador en 15 kV. • Normalización de paño de línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin. • Instalación de un tercer transformador 66/15 kV de 30 MVA con paño seccionador a barras MT existentes.
Cachapoal	• Incorporación de un paño adicional en 66 kV para independizar los transformadores AT/MT existentes. • Normalización de paño existente en 66 kV. • Instalación de un tercer transformador 66/15 kV de 25 MVA con paño seccionador a barras MT existentes.
Chacahuín	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Normalización de paños AT líneas 1x66 kV Tap Off Putagán – Chacahuín y línea 1x66 kV Linares – Chacahuín.

	• Normalización de paños AT en transformador T1. • Incorporación de paños seccionadores AT y MT. • Instalación de un tercer transformador 66/15 kV de 30 MVA con paño seccionador a barras MT existentes.
Chillán	• Instalación de transformador 66/13,8 kV de 30 MVA en S/E Monterrico que permita otorgar potencia firme a las redes de COPELEC, en particular al transformador 66/15,3 kV 30 MVA T4 de S/E Chillán.
Curicó	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Incorporación de paño seccionador entre barra asociada a transformador T5 y barra asociada a transformadores T1 y T2.
Isla de Maipo	• Normalización de paño de línea 1x66 kV Isla de Maipo – El Monte. • Normalización de paño de línea 1x66 kV Isla de Maipo – Paine. • Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Nuevo paño AT para el transformador T3, independizándolo del transformador T2. • Incorporación de paño seccionador en barra MT de 13,2 kV. • Instalación de un tercer transformador 66/12 kV de 25 MVA con paño seccionador a barras MT existentes.
San Vicente de Tagua Tagua	• Instalación de un segundo transformador 66/15 kV de 30 MVA en la S/E Fuentecilla, aprobada mediante Res. Ex. 467 del 10 de diciembre de 2020.
Santa Elvira	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Normalización paño de línea 1x66 kV Tap Off El Nevado – Santa Elvira. • Normalización de paño de línea 66 kV y 15 kV.

Talca	• Incorporación de barra de transferencia de 66 kV. • Normalización paño seccionador barra de 15 kV existente. • Incorporación de paño seccionador entre barra asociada a transformador T4 y barra asociada a transformadores T1 y T2.

El costo estimado de las obras presentadas en la tabla 6-154 se presenta en el set de tablas,

Tabla 6-155. Valorización de la obra Ampliación S/E Alameda.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**790**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**174**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**963**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**164**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.127**

Tabla 6-156. Valorización de la obra Ampliación S/E Buin.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.550**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**380**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.930**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**318**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.248**

Tabla 6-157. Valorización de la obra Ampliación S/E Cachapoal.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.481**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**305**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.786**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**295**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.081**

Tabla 6-158. Valorización de la obra Ampliación S/E Chacahuín.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.547**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**319**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.866**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**308**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.174**

Tabla 6-159. Valorización de la obra Ampliación S/E Chillán.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.738**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**382**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.120**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**360**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.480**

Tabla 6-160. Valorización de la obra Ampliación S/E Curicó.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**826**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**182**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.008**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**172**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.180**

Tabla 6-161. Valorización de la obra Ampliación S/E Isla de Maipo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.738**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**382**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.120**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**360**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.480**

Tabla 6-162. Valorización de la obra Ampliación S/E Fuentecilla.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**1.741**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**383**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.124**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**361**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.485**

Tabla 6-163. Valorización de la obra Ampliación S/E Santa Elvira.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**753**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**166**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**918**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**156**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.075**

Tabla 6-164. Valorización de la obra Ampliación S/E Talca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**863**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**190**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.053**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**179**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.232**

6.10.5.2.2 TRANSFORMADORES AT/AT

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

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

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

6.10.5.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presentan propuestas para dar solución a las sobrecargas diagnosticadas en las líneas de transmisión zonal de la Zona Alto Jahuel – Charrúa. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario considerar como propuestas vigentes las soluciones presentadas en la tabla 6-165 y la tabla 6-166, que corresponden respectivamente a obras propuestas en los informes “Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2019” y “Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020”. Estas obras toman relevancia en base al diagnóstico realizado y el Coordinador sugiere su incorporación para asegurar el abastecimiento de la demanda en las distintas ciudades de la zona Alto Jahuel – Charrúa.

Tabla 6-165. Obras Propuestas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

Línea de transmisión	Obras Propuestas
1x66 kV Talca - Piduco	Aumento de capacidad a al menos 82 MVA – Conductor ACCC Helsinki
1x66 kV Las Arañas – El Peumo	Aumento de capacidad a al menos 66 MVA – Conductor ACCC Helsinki

Tabla 6-166. Obras Propuestas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019.

Línea de transmisión	Obras Propuestas
1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa	Aumento de capacidad a al menos 30 MVA.
1x33 kV Quilmo – Lajuelas	Aumento de capacidad a al menos 30 MVA.
1x66 kV Alto Jahuel – Buin	Aumento de capacidad a al menos 60 MVA.
2x66 kV Tap Rancagua – Tap Off Maestranza y 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios – Chumaquito	Aumento de capacidad a al menos 90 MVA.
1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado	Aumento de capacidad a al menos 90 MVA.

Adicionalmente, se insiste en la necesidad urgente de la aplicación del artículo 102° de la Ley para dar solución a los siguientes proyectos:

1. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín – Linares – DE N°293/2017.
2. Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano – DE N°4/2019.
3. Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier – DE N°198/2019.
4. Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier – Constitución en S/E Nueva Nirivilo – DE N°198/2019.
5. Ampliación en S/E Nirivilo – DE N°198/2019.
6. Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Nirivilo, tendido del primer circuito – DE N°198/2019.

6.10.5.2.3.1 S/E SECCIONADORA NUEVA ANCOA 220 KV, LÍNEA 2X220 KV NUEVA ANCOA – LINARES, AMPLIACIÓN S/E LINARES Y NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 220/154/66 KV 3X100/100/30 MVA EN S/E LINARES

La S/E Linares se abastece en condiciones normales a través de la línea 1x154 kV Maule – Linares. En la zona, la línea 1x154 kV Parral – Linares permanece abierta en el extremo S/E Parral, cerrando ante la indisponibilidad de tramos de la línea 1x154 kV Charrúa – Parral. En 66 kV, la línea 1x66 kV Parral – Linares permanece abierta en el extremo de S/E Linares, cerrando ante la indisponibilidad de tramos de la línea 1x66 kV Parral - Longaví, o del transformador 154/66/13,8 kV 75/75/25 MVA de S/E Parral. La figura 6-210 presenta un diagrama unilineal simplificado de la zona.

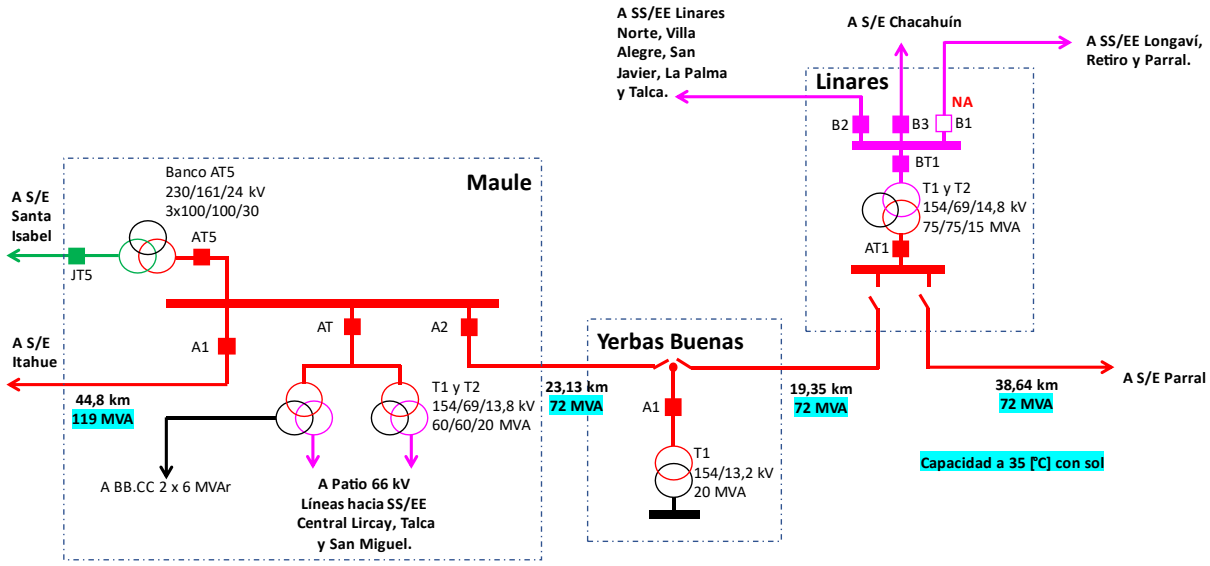


Figura 6-210. Sistema de transmisión entre SS/EE Maule y Linares.

A nivel zonal entre las SS/EE Maule y Linares existen dos proyectos pendientes de construcción actualmente decretados, los cuales son el Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chacahuín – Linares del DE N°293/2018 y el Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares.

Mediante el diagnóstico realizado, se identifica una alta cargabilidad de la línea 1x154 kV Maule – Yerbas Buenas – Linares en la condición normal de operación abierta de la línea 1x154 kV Linares – Parral.

A continuación, se detallan las obras propuestas que tienen como objetivo: primero, disminuir la cargabilidad de la línea 1x154 kV Maule – Yerbas Buenas – Linares; segundo, asegurar el abastecimiento de la demanda en el largo plazo de las SS/EE Maule, Yerbas Buenas y Linares; tercero, aumentar la confiabilidad en la operación de la línea 1x154 kV Itahue – Linares; cuarto, permitir una nueva vía de alimentación a las redes de 154 kV y con ello mejorar la flexibilidad de la operación, sobretodo en temporada estival.

Se propone la nueva S/E Seccionadora Nueva Ancoa 220 kV que seccione la línea 2x220 kV Ancoa – San Fabián a la altura de Ancoa como se muestra en la figura 6-211. El patio de 220 kV debe ser en configuración interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 600 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se deben considerar seis medias diagonales construidas para el seccionamiento de la línea antes mencionada y la conexión de la nueva línea 2x220 kV Seccionadora Nueva Ancoa – Linares, dejando espacio para al menos dos diagonales completas.

Se propone la nueva línea 2x220 kV Seccionadora Nueva Ancoa - Linares. El proyecto tiene una longitud aproximada de 20 km (ver trazado ejemplo de la figura 6-211). La línea propuesta debe ser de una capacidad de al menos 400 MVA a 35 °C por circuito.

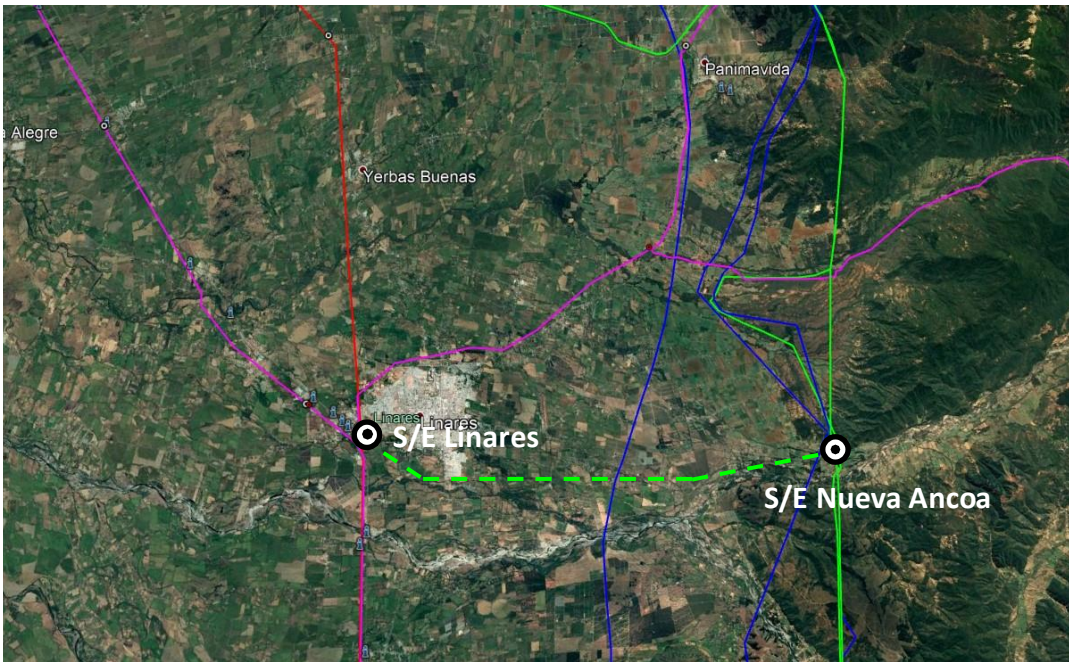


Figura 6-211. Trazado ejemplo de la línea 2x220 kV Seccionadora Nueva Ancoa – Linares.

Se propone la ampliación de la S/E linares para la incorporación de un nuevo patio de 220 kV. El patio de 220 kV debe ser en configuración interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 600 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol. Se deben considerar tres medias diagonales construidas para la línea 2x220 kV Seccionadora Nueva Ancoa – Linares y la conexión del nuevo autotransformador 220/154 kV 300 MVA, dejando espacio para al menos dos diagonales completas. La ampliación debe considerar también la ampliación de la barra sección 1 de 154 kV y la construcción del paño de conexión para el autotransformador.

Finalmente, se propone la construcción de un nuevo banco de autotransformadores monofásicos 220/154/66 kV 3x100/100/30 MVA en la S/E Linares, más su unidad de reserva.

El costo estimado de esta obra es dividido y presentado a través de la tabla 6-167, tabla 6-168 y la tabla 6-169.

Tabla 6-167. Valorización de la obra S/E Seccionadora Nueva Ancoa 220 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**13.863**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**3.010**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**16.694**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**2.838**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**19.532**

Tabla 6-168. Valorización de la obra línea 2x220 kV Nueva Ancoa - Linares.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**10.300**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**2.266**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**12.566**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**2.136**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**14.702**

Tabla 6-169. Valorización de la obra Ampliación S/E Linares y Nuevo Banco de Autotransformadores 220/154/66 kV 3x100/100/100 MVA en S/E Linares.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**15.973**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**3.514**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**19.487**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**3.313**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**22.800**

6.10.5.2.3.2 NUEVA LÍNEA 1X66 KV SECCIONADORA NUEVA CURICÓ – RAUQUÉN Y AMPLIACIÓN S/E RAUQUÉN

La S/E Curicó, como se observa en la figura 6-212, puede abastecerse desde la S/E Itahue a través de la línea 2x66 kV Itahue – Molina – Curicó, y a través de la S/E Teno a través de la línea 1x154 kV Teno – Rauquén – Curicó. El interruptor seccionador 52BS de la S/E Curicó opera de abierto, cerrándose ante la indisponibilidad de tramos de líneas entre las SS/EE Teno y Curicó o entre SS/EE Itahue y Curicó en ambos circuitos.

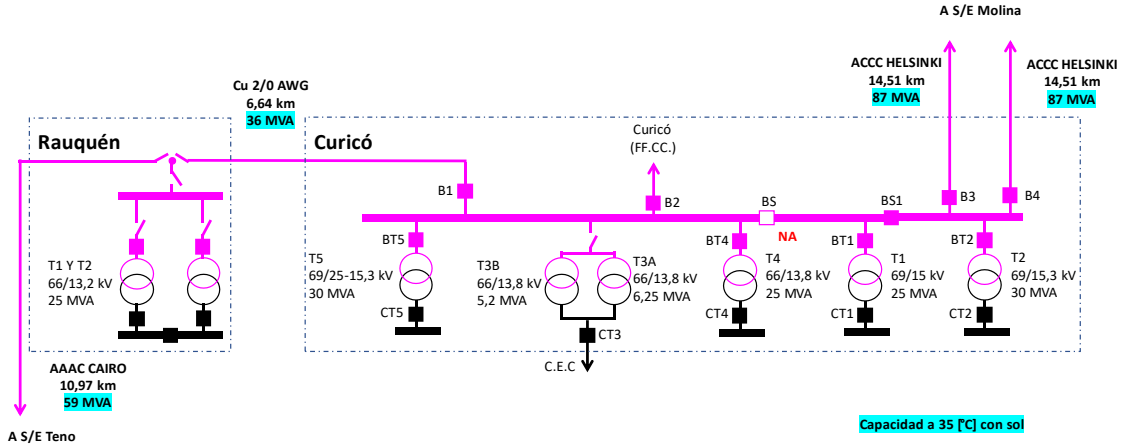


Figura 6-212. Diagrama unilineal simplificado de la S/E Curicó.

Del diagnóstico se identifica que las líneas 1x66 kV Rauquén – Curicó y 1x66 kV Teno – Rauquén, presentan una alta cargabilidad durante el horizonte de análisis, y periodos de sobrecarga como se muestra en la figura 6-213 y la figura 6-214.

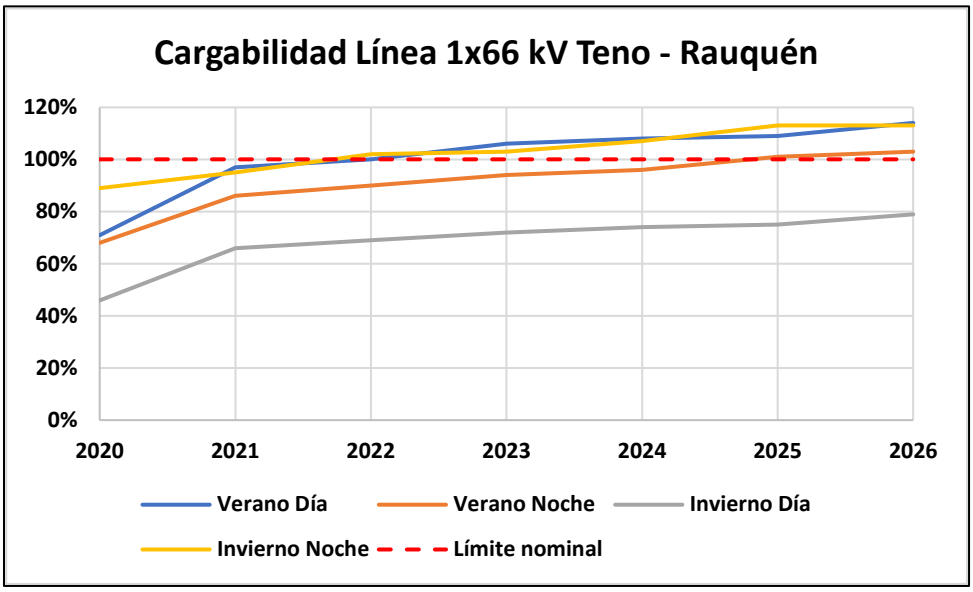


Figura 6-213. Proyección de cargabilidad de línea 1x66 kV Teno - Rauquén.

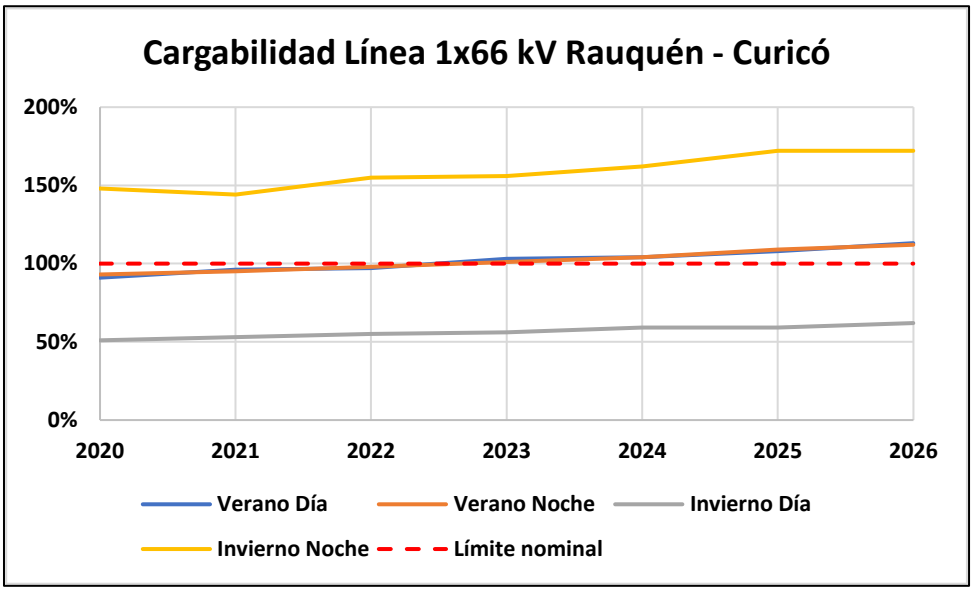


Figura 6-214. Proyección de cargabilidad de línea 1x66 kV Rauquén - Curicó.

Se propone una nueva línea 1x66 kV Nueva Seccionadora Curicó – Rauquén que permita reducir las sobrecargas en el largo plazo de la línea 1x66 kV Teno – Rauquén - Curicó. El proyecto tiene una longitud aproximada de 5 km (ver trazado ejemplo de la figura 6-215) y considera la construcción de la nueva línea 1x66 kV Nueva Seccionadora Curicó – Rauquén, junto con la ampliación de la barra

de la S/E Rauquén para la incorporación del paño de línea asociado y la normalización de la conexión de la S/E Rauquén, normalizando el paño de la línea 1x66 kV Teno – Rauquén y la línea 1x66 kV Rauquén Curicó. La línea propuesta debe ser de una capacidad de al menos 90 MVA a 35 °C por circuito.

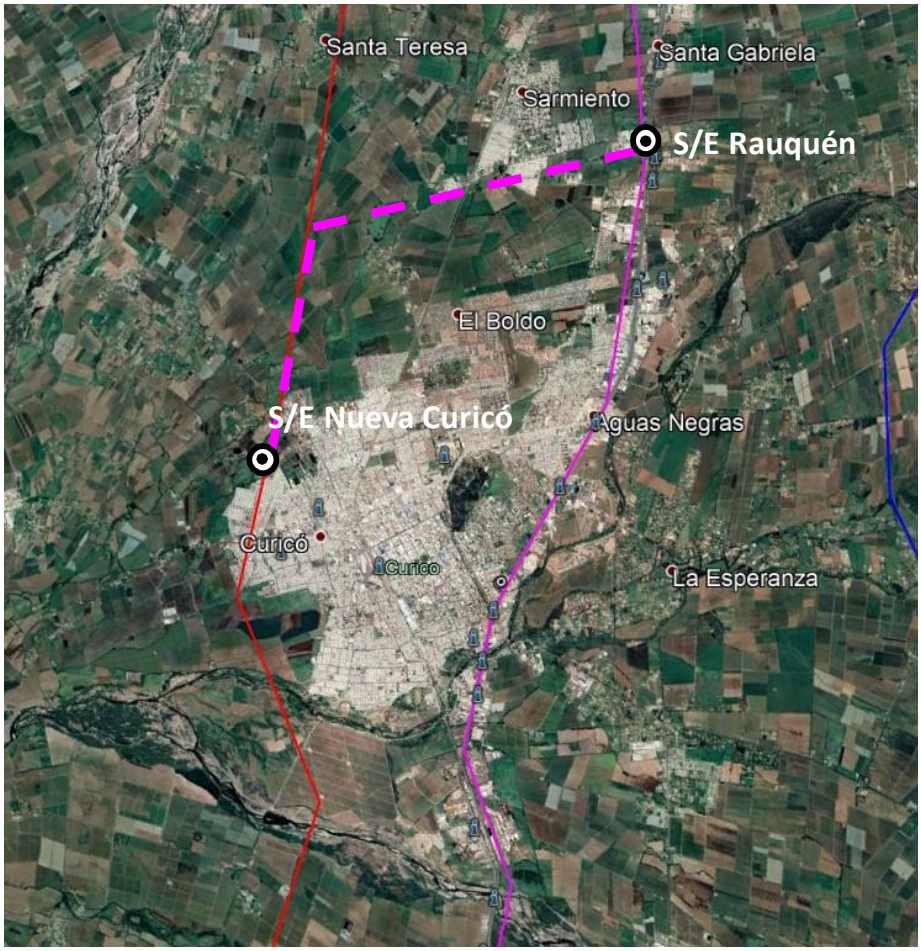


Figura 6-215. Trazado ejemplo de la línea 1x66 kV S/E Nueva Curicó – S/E Rauquén.

El costo estimado de esta obra se presenta en la tabla 6-170.

Tabla 6-170. Valorización de la obra de Nueva Línea 1x66 kV Seccionadora Nueva Curicó – Rauquén y Ampliación S/E Rauquén.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**4.147**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**912**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**5.060**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**860**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.920**

6.10.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

6.10.5.3.1 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 kV EN S/E ANCOA

Como se ha indicado en la sección de diagnóstico, el tramo de transformación 500/220 kV de la S/E Ancoa, posee congestiones en época estival, en todos los escenarios analizados. Dado lo anterior, para otorgar solución a esta problemática, toma relevancia un tercer transformador 500/220 kV en S/E Ancoa.

Se propone la instalación de un (1) tercer banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Ancoa, compuesto por tres unidades 500/220/66 kV, de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características. Para la conexión del nuevo banco se considera la ampliación del patio de 500 kV en configuración de barra principal y barra de transferencia, y la ampliación del patio 220 kV, en configuración de doble interruptor conectados a ambas barras principales. El nuevo banco debe considerar el cambio de unidad de forma automática. Adicionalmente, considera la construcción de un nuevo foso separador agua aceite y los muros cortafuego respectivos. Además, se considera la conexión de 220 kV entre el nuevo banco y el patio de 220 kV, existente, por medio de una LAT 1x220 kV sobre portales. Finalmente, la obra debe contemplar todos los equipos de control y sistemas de protección requeridos por los nuevos paños, así como las modificaciones de los sistemas SCADA para la incorporación del nuevo banco de autotransformadores.

La tabla 6-171 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 6-171. Valorización de la obra Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**17.888**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**3.936**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**21.824**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**3.710**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**25.534**

Sin perjuicio de los valores indicados en la tabla 6-171, se analizará en mayor detalle la factibilidad de este proyecto durante el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión 2021. Lo anterior, dado los proyectos pendientes de consideración por la CNE en la S/E Ancoa 500 kV, junto con el espacio requerido en la S/E.

6.10.5.3.2 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 500/220 KV EN S/E ENTRE RÍOS Y REUBICACIÓN DE LÍNEAS EN 220 kV

En la sección de diagnóstico, el tramo de transformación 500/220 kV de la S/E Charrúa se observa con congestiones durante todo el horizonte de análisis. Con el propósito de dar solución a esta problemática, se analizará en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021, la construcción de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Entre Ríos, compuesto por tres unidades 500/220/66 kV de 250 MVA cada una, más una unidad de reserva de las mismas características. El nuevo banco conectaría en las medias diagonales disponibles de la S/E Entre Ríos, tanto en 500 kV como en 220 kV. Con esta solución, la energía que se inyecta en la S/E Charrúa, ve una nueva vía hacia las redes de 500 kV, a través del conjunto conformado por ambos circuitos de la línea 2x220 kV Entre Ríos – Charrúa, el transformador actual 500/220 kV en S/E Entre Ríos y el transformador propuesto. Sin perjuicio de lo anterior, para optimizar el uso de la S/E Entre Ríos y reducir aún más las congestiones vistas en el tramo de transformación de la S/E Charrúa, se evaluará el traslado de las líneas 2x220 kV Charrúa – Antuco y 1x220 kV Charrúa – Tap Trupán hacia la S/E Entre Ríos.

La tabla 6-172 muestra el costo estimado de este proyecto.

Tabla 6-172. Valorización de la obra Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos y reubicación de líneas en 220 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**23.965**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**4.553**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**28.519**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**4.563**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**33.082**

Sin perjuicio de los valores indicados en la tabla 6-172, se analizará durante el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión 2021, tanto la ingeniería conceptual como posibles actualizaciones en su valorización.

6.10.5.3.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV ANCOA – ALTO JAHUEL, CIRCUITOS 1 Y 2; Y, REEMPLAZO DE SUS COMPENSACIONES SERIE (CCSS) EN S/E ANCOA

Como se observa en la sección del diagnóstico, se ha proyectado una alta utilización del tramo línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel en el horizonte de análisis. La línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel posee las características indicadas en la tabla 6-173.

Tabla 6-173. Características Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel.

Línea	Conductor	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]	
		Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino
4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, C1 (253 km)	2 x AAC HAWTHORN	Ancoa	Alto Jahuel	1.606	1.663	1.663	**CCSS** Permanente 4 x 1.472 [MVA] Sobrecarga 30 min. 1.927	No se identifican otros equipos series
4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, C2 (270 km)	4 x ACAR 700 MCM	Ancoa	Alto Jahuel	1.803	1.663	1.663		
4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, C3 (260 km)	4 x ACAR 700 MCM 30/7	Ancoa	Alto Jahuel	2.217	2.078	2.078		
4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, C4 (260 km)	4 x ACAR 700 MCM 30/7	Ancoa	Alto Jahuel	2.217	2.078	2.078		

En la tabla 6-173, se observan tres limitaciones a nivel de capacidad:

1) Los circuitos N° 1 y 2, poseen menor capacidad respecto a los circuitos N° 3 y 4.
2) Los TT/CC del circuito N°2 poseen menor capacidad que el conductor del circuito N°2. Esta situación se corrige con la propuesta realizada por el Coordinador durante el proceso 2020, en el cual plantea el reemplazo de los TT/CC de los circuitos 1 y 2 en ambos extremos.
3) Las compensaciones serie de los cuatro (4) circuitos limita cada circuito a la capacidad de 1.472 MVA en régimen permanente.

Con el propósito de aumentar la capacidad de transporte de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, se proponen los siguientes proyectos:

<u>Aumento de Capacidad Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2</u>

Aumento de capacidad de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2. Para lo anterior, el proyecto debe considerar:

- Cambiar el actual conductor del circuito 1, 2xAAC Hawthorn de 604,2 mm^2 cada uno, con capacidad de transmisión de 1.606 [MVA], por un conductor de alta temperatura y baja flecha, con capacidad de transmisión de al menos 2,500 [MVA] a 35°C con sol.
- Cambiar el actual conductor del circuito 2, 4xACAR 700 MCAM de 354,7 mm^2 cada uno, con capacidad de transmisión de 1.803 [MVA], por un conductor de alta temperatura y baja flecha, con capacidad de transmisión de al menos 2.500 [MVA] a 35°C con sol.

Reemplazo Compensaciones Serie de la Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa

Reemplazo del sistema de compensaciones serie (CCSS) de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, ubicados en la S/E Ancoa, que actualmente poseen una capacidad de 1.472 [MVA]. El reemplazo considera un nuevo sistema de compensación serie que incluya capacitores serie controlados por tiristores o *Thyristor Controlled Series Capacitor* (TCSC) para cada circuito, que no solo permita suplir la función de la CCSS actual, sino también mitigar resonancias subsincrónicas, mitigar oscilaciones de baja frecuencia y en general, mejorar la estabilidad del sistema.

La tabla 6-175 y la tabla 6-175 muestran respectivamente el costo del aumento de capacidad de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2 y, el reemplazo de la CCSS en S/E Ancoa.

Tabla 6-174. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**110.946**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**24.408**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**135.355**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**23.010**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**158.365**

Tabla 6-175. Valorización de la obra reemplazo de CCSS Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (miles de US$)
1	TOTAL COSTO DIRECTO	**61.299**
2	COSTO TOTAL INDIRECTOS	**13.486**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**74.784**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**12.714**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**87.498**

Sin perjuicio de los valores indicados en la tabla 6-175 y la tabla 6-175, se analizará durante el Informe Complementario de la Propuesta de Expansión 2021, tanto la ingeniería conceptual como posibles actualizaciones en su valorización.

6.10.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

6.10.6.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

6.10.6.1.1 TRANSFORMADORES AT/MT

6.10.6.1.1.1 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PAILLACO.

La S/E Paillaco se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de los Ríos. La figura 6-216 muestra una vista aérea de la S/E Paillaco.

Figura 6-216. Vista aérea S/E Paillaco.

La S/E Paillaco está interconectada al sistema a través de un tap off en la línea 1x66 kV Los Lagos – Llollelhue. El patio de 66 kV tan solo posee desconectadores hacía el tap off, mientras que en el patio de 13,8 kV posee un paño asociado al transformador y una salida de alimentadores. Ambos patios están interconectados mediante el transformador Paillaco 66/13,8 kV 5 MVA. La figura 6-217 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Paillaco.

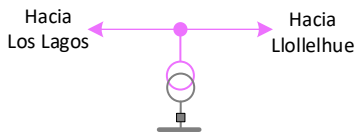


Figura 6-217. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Paillaco.

Del análisis desarrollado se identifica que el transformador de la S/E Paillaco se carga por sobre el 85% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta en la época estival. La figura 6-218 muestra que el transformador presenta una carga por sobre el 85% de su capacidad a partir del año 2026, alcanzando el 100% el año 2031.

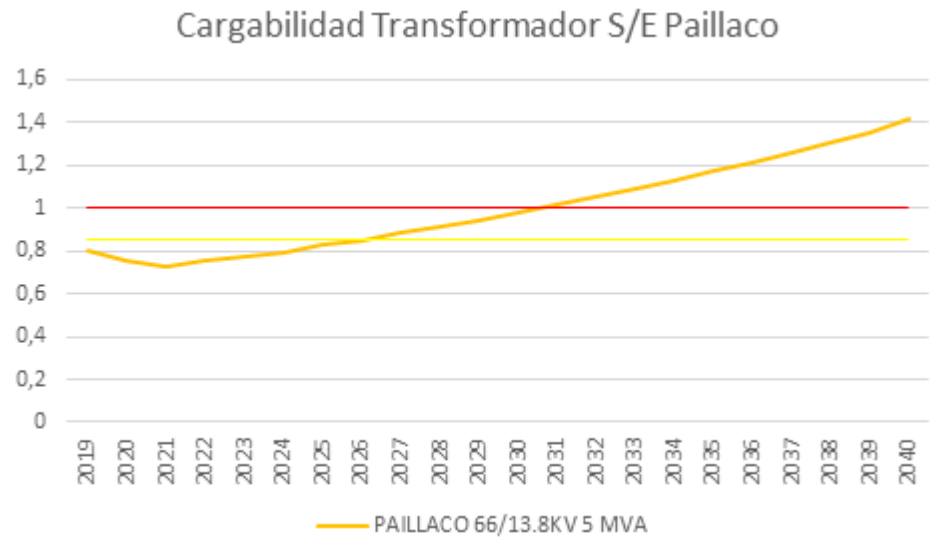


Figura 6-218. Proyección de Cargabilidad del transformador de la S/E Paillaco.

Si bien, el 100% de su cargabilidad se alcanza luego de 11 años, al año 2026 el transformador contaría con una holgura de 0,75 MW por lo que un crecimiento no vegetativo relativamente importante podría saturar el transformador. Por lo mismo, se recomienda un nuevo transformador de 10 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% sin inconvenientes durante los próximos 20 años.

El proyecto propuesto consiste en un nuevo transformador 66/13,8 kV, 10 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que le permita controlar las variaciones de tensión en la zona. Además, el proyecto contempla la normalización del patio de 66 kV a configuración barra simple seccionada y la construcción de un patio de media tensión en configuración barra simple más transferencia con al menos 3 posiciones para nuevos alimentadores. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-176.

Tabla 6-176. Valorización de la obra nuevo transformador en S/E Paillaco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**2.061**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**387**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.448**

4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**404**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.852**

En las observaciones al informe “Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión” la empresa GRUPO SAESA señala lo siguiente, “la cooperativa Socoepa solicitó a la distribuidora SAESA un punto de compra de respaldo en un alimentador de la SE Pichirropulli para suministrar la demanda de este transformador”, por lo que la obra propuesta queda condicionada a la corroboración de lo planteado por SAESA.

6.10.6.1.1.2 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E PADRE LAS CASAS.

La S/E Padre las Casas se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región de la Araucanía. La figura 6-219 muestra una vista aérea de la S/E.

Figura 6-219. Vista aérea S/E Padre las Casas.

La S/E Padre las Casas está interconectada al sistema a través de las líneas 2x66 kV Temuco – Padre las Casas y 2x66 kV Padre las Casas – Tap Licanco y, adicionalmente, se encuentra conectada con la S/E Las Encinas mediante un simple circuito. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración doble barra más transferencia y un patio de 15 kV en configuración barra simple, los cuales están conectados por medio de un transformador AT/MT de 16 MVA. La descripción descrita considera la obra “Ampliación en S/E Padre las Casas” fijada en el DE N° 418/2017. La figura 6-220 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Padre las Casas.

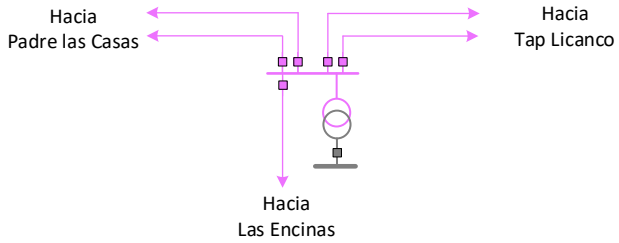


Figura 6-220. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Padre las Casas.

La S/E Padre las Casas es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios desarrollados como parte de la "Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal", corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. Como dicha subestación cuenta con un único transformador y que, según la información contenida en el proyecto "SE Padre las Casas: Aumento de capacidad de transformación" propuesto por la empresa CGE S.A. en el marco del proceso de expansión de la transmisión del año 2018, no es posible respaldar la totalidad de la demanda desde las S/E Chivilcán y Las Encinas mediante redes de distribución, se concluye que la Subestación Padre Las Casas no posee N-1 en transformación.

La tabla 6-177 presenta los antecedentes de demanda y potencia para determinar si existe potencia firme en la subestación.

Tabla 6-177. Antecedentes S/E Padre las Casas.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Padre las Casas	1	30	0	18,7

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra contempla la ampliación del patio de 15 kV, tal que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y la construcción de una barra de transferencia en 15 kV. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-178.

Tabla 6-178. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Padre las Casas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.389**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**261**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.650**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**272**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.922**

6.10.6.1.1.3 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E ANDALIÉN

La S/E Andalién se encuentra ubicada en la comuna de Concepción, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-221 muestra una vista aérea de la S/E.

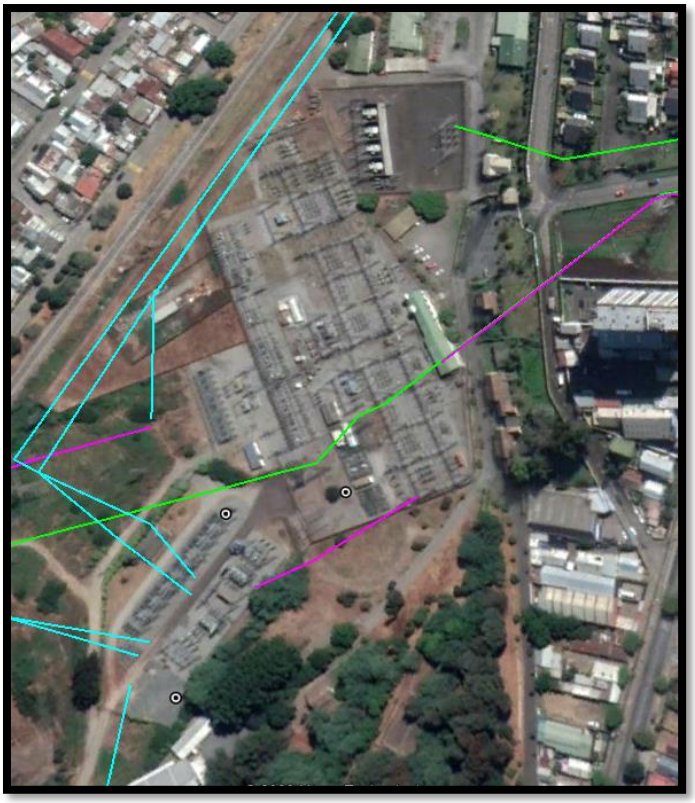


Figura 6-221. Vista aérea S/E Andalién.

La S/E Andalién está interconectada al sistema a través de tres circuitos, donde dos van hacia la S/E Concepción y el tercero se conecta con la S/E Alonso de Ribera. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador) y un patio de 15 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador) más transferencia. Ambos patios están conectados entre sí por medio de dos transformadores AT/MT de 25 MVA. La figura 6-222 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Andalién.

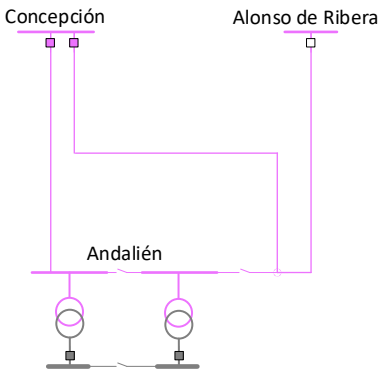


Figura 6-222. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Andalién.

Las SS/EE Andalién, Colo Colo y Ejército son clasificadas como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la "Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal", corresponde que dichas subestaciones cuenten con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-179, de la cual se identifica que tanto la S/E Andalién como la S/E Colo Colo no cuentan con potencia firme en transformación.

Tabla 6-179. Antecedentes subestaciones Andalién, Colo Colo y Ejército.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Andalién	2	2x25	30	35,1
Colo Colo	2	2x30	36	41,6
Ejército	2	2x25	30	29,6

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 25 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. El proyecto contempla un nuevo patio de 15 kV en configuración barra simple más transferencia que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. Se proyecta que, mediante esta obra, la S/E Andalién tome carga de la S/E Colo Colo, a través de las redes de distribución, con el propósito de que dicha S/E cuente con potencia firme. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-180.

Tabla 6-180. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Andalién.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.759**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**387**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.146**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**363**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.509**

6.10.6.1.1.4 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LATORRE

La S/E Latorre se encuentra ubicada en la comuna de Talcahuano, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-223 muestra una vista aérea de la S/E Latorre.

Figura 6-223. Vista aérea S/E Latorre.

La S/E Latorre está interconectada al sistema a través de la línea 2x66 kV Talcahuano - Latorre, y desde esta subestación se abastece la S/E Tumbes mediante la línea 1x66 kV Latorre - Tumbes. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador) y un patio de 15 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador) más transferencia. Ambos patios están conectados entre si, por medio de un transformador AT/MT de 25 MVA. La figura 6-224 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Latorre.

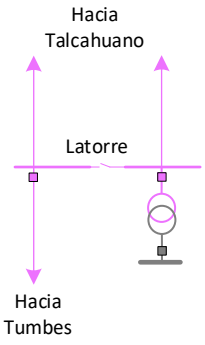


Figura 6-224. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Latorre.

Por otro lado, la S/E Talcahuano es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la “Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal”, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se

presenta en la tabla 6-181, de la cual se identifica que la S/E Talcahuano no cuenta con potencia firme en transformación.

Tabla 6-181. Antecedentes S/E Talcahuano.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Talcahuano	2	1x18,7 y 1x22,5	22,4	26

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/15 kV, 25 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra contempla la normalización del patio de 66 kV tal que cuente con una configuración barra simple más transferencia y un nuevo patio de 15 kV en configuración barra principal más transferencia que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente.

Se proyecta que mediante esta obra, la S/E Latorre tome carga de la S/E Talcahuano a través de las redes de distribución, con el propósito de que dicha S/E cuente con potencia firme. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-182.

Tabla 6-182. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Latorre.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.720**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**354**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**2.074**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**342**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.416**

6.10.6.1.1.5 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CHIGUAYANTE

La S/E Chiguayante se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-225 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6-225. Vista aérea S/E Chiguayante.

La S/E Chiguayante está interconectada al sistema a través de la 1x66 kV Alonso de Ribera – Chiguayante y la línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante que se encuentra en construcción. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador) y un patio de 15 kV en configuración barra simple seccionada (desconectador). Ambos patios están conectados entre ellos por medio de dos transformadores AT/MT de 18,6 MVA y 16,6 MVA. La descripción descrita considera la obra “Nueva línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante” fijada en el Decreto Exento N° 418 del año 2017. Adicionalmente, en conformidad a lo establecido en el Decreto Exento N° 171 del 2020 que fija las obras de ampliación correspondientes al plan de expansión del año 2019, el transformador 66/15 kV de 16,6 MVA será reemplazado por uno de 30 MVA. La figura 6-226 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Chiguayante.

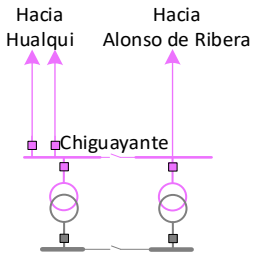


Figura 6-226. Diagrama Unilineal Simplificado del estado actual de la S/E Chiguayante.

La S/E Chiguayante es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la "Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal", corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-183, de la cual se identifica que la S/E Chiguayante no cuenta con potencia firme en transformación.

Tabla 6-183. Antecedentes S/E Chiguayante.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Chiguayante	2	1x18,7 y 1x30	22,4	26,2

El proyecto propuesto consiste en la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, el proyecto contempla un nuevo patio de 15 kV que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y se acople al patio de 15 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-184.

Tabla 6-184. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Chiguayante.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.547**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**318**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.865**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**307**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.172**

6.10.6.1.1.6 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E CABRERO

La S/E Cabrero se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-227 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6-227. Vista aérea S/E Cabrero.

La S/E Cabrero está interconectada al sistema a través de la línea 1x66 kV Charrúa – Cabrero y la línea 1x66 kV Cabrero - Masisa. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple, un patio de 13,2 kV en configuración barra simple y un patio de 23 kV en configuración barra simple. Esta subestación cuenta con dos transformadores AT/MT, 66/13,2 kV de 16 MVA y 66/23 kV de 16 MVA. La figura 6-228 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Cabrero.

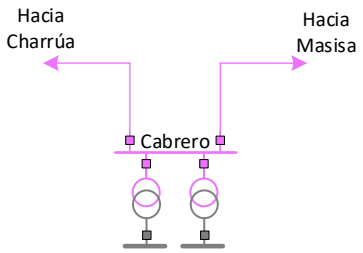


Figura 6-228. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Cabrero.

La S/E Cabrero es clasificada como zona media, por lo que en conformidad a los criterios presentados en la “Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal”, corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla

6-185, de la cual se identifica que la S/E Cabrero no tiene potencia firme en transformación, ya que cuenta con dos transformadores con niveles de tensión distintos en media tensión.

Tabla 6-185. Antecedentes S/E Cabrero.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
Cabrero 23 kV	1	16	0	7,2
Cabrero 13,8	1	16	0	10,5

El proyecto consiste en un nuevo transformador 66/23/13,2 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. El proyecto contempla un patio de media tensión con seccionadores para la interconexión con las barras de 23 kV y 13,2 kV existentes. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-186.

Tabla 6-186. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Cabrero.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.639**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**337**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.976**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**326**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.302**

6.10.6.1.1.7 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E EL LAUREL

La S/E El Laurel se encuentra ubicada en la comuna de Valdivia, la cual pertenece a la Región de Los Ríos. La figura 6-229 muestra una vista aérea de la S/E El Laurel.

Figura 6-229. Vista aérea S/E El Laurel.

La S/E El Laurel, secciona la línea 2x220 kV Valdivia – Nueva Pichirropulli. Esta subestación cuenta con un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio, un patio en 66 kV en configuración barra simple más transferencia, y un patio de 23 kV en configuración barra simple. Adicionalmente, la subestación cuenta con un transformador 220/66 kV de 60 MVA y un transformador 220/23 kV 60 MVA. La descripción descrita considera la obra “Ampliación en S/E Nueva Valdivia” fijada en el Decreto Exento N° 418 del año 2017. La figura 6-231 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E El Laurel.

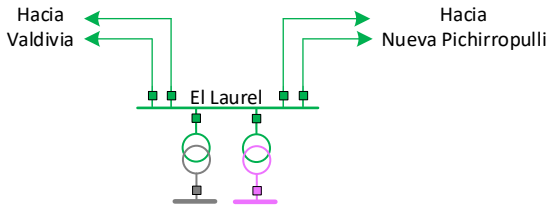


Figura 6-230. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E El Laurel.

La S/E El Laurel se considera como zona media dado que el futuro transformador 220/23 kV, 60 MVA, fue concebido para abastecer parte de la demanda asociada a la subestación, la cual cuenta con dicha clasificación. Por lo anterior y en conformidad a los criterios presentados en la "Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal", corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-187, de la cual se identifica que la subestación Laurel no cuenta con potencia firme en transformación, ya que posee un solo un transformador.

Tabla 6-187. Antecedentes S/E Laurel.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
El Laurel	1	60	0	20,4

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 220/23 kV, 60 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, la obra contempla un nuevo patio de 23 kV en configuración barra simple más transferencia que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-188.

Tabla 6-188. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Laurel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**5.106**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**704**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**5.810**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**958**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**6.768**

6.10.6.1.1.8 NUEVO TRANSFORMADOR EN S/E LA MISIÓN

La subestación La Misión se encuentra ubicada en la comuna de Osorno, la cual pertenece a la Región de Los Lagos. La figura 6-231 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6-231. Vista aérea S/E La Misión.

La S/E La Misión corresponde a una subestación que actualmente se encuentra en construcción y que tiene como fecha estimada de entrada en operación en febrero del año 2021. Esta subestación se conecta al sistema de transmisión mediante la línea 2x66 kV La Misión – Remehue. Consta de un patio de 66 kV en configuración interruptor y medio y un patio de 23 kV en configuración barra principal, los cuales se están conectados por medio de un transformador 66/23 kV de 30 MVA. La figura 6-232 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E La Misión.

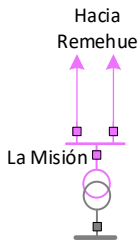


Figura 6-232. Diagrama unilineal simplificado de la S/E La Misión.

La S/E La Misión se considera como zona media/capital dado que el futuro transformador 66/23 kV, 60 MVA, fue concebido para abastecer parte de la demanda asociada a la subestación Osorno, la

cual cuenta con dicha clasificación. Por lo anterior y en conformidad a los criterios presentados en la "Metodología y Criterios de Planificación de Transmisión Zonal", corresponde que dicha subestación cuente con potencia firme. El análisis de potencia firme se presenta en la tabla 6-189, de la cual se identifica que la subestación La Misión no cuenta con potencia firme en transformación, ya que posee un solo un transformador.

Tabla 6-189. Antecedentes S/E La Misión.

Subestación	Cantidad Transformadores	Potencia en Transformación [MVA]	Potencia Firme [MVA]	Demanda Máxima Año 2026 [MVA]
La Misión	1	60	0	19,8

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador 66/23 kV, 30 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. Además, el proyecto contempla un nuevo patio de 23 kV en configuración barra principal más transferencia que permita la conexión de al menos 4 nuevos alimentadores y se acople al patio de 23 kV existente. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-190.

Tabla 6-190. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E La Misión.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.501**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**367**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.868**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**308**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.176**

6.10.6.1.2 TRANSFORMADORES AT/AT

6.10.6.1.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E PILAUCO

La S/E Pilauco se encuentra ubicada en la comuna de Osorno, la cual pertenece a la Región de Los Lagos. La figura 6-233 muestra una vista aérea de esta S/E.

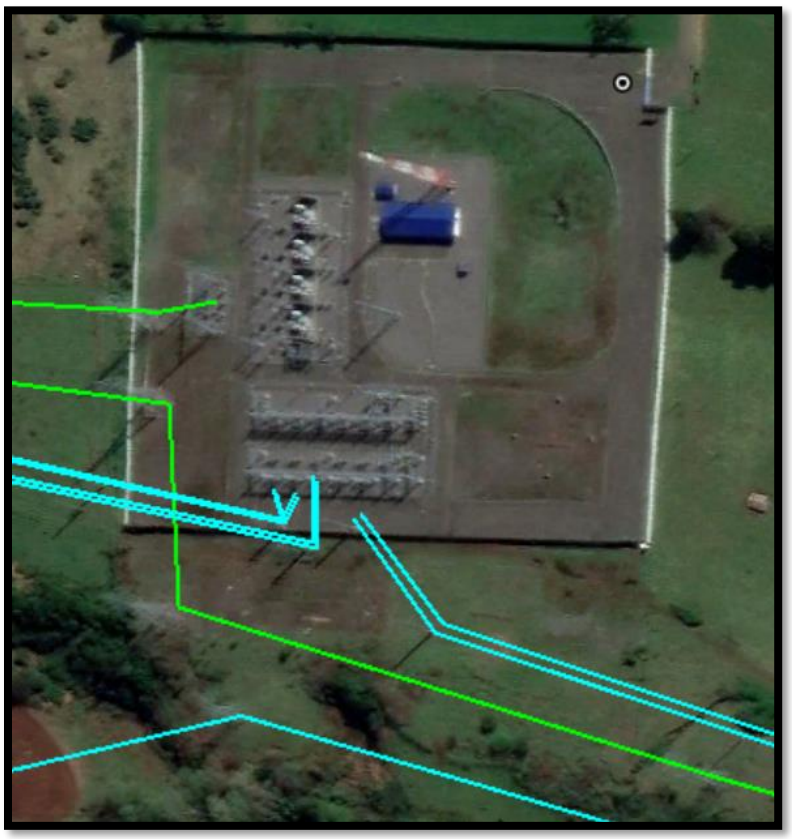


Figura 6-233. Vista aérea S/E Pilauco.

La S/E Pilauco está conformada por un banco de autotransformadores monofásicos 220/66/23 kV 4x40 MVA. En 220 kV se conecta directamente a la S/E Rahue en el Paño J6, la cual se encuentra ubicada a 200 metros de la S/E Pilauco. El patio de 66 kV es en configuración barra principal más transferencia y mediante éste se otorga un punto de suministro al sistema de 66 kV para el abastecimiento de la ciudad de Osorno y zonas aledañas. La figura 6-232 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Pilauco.

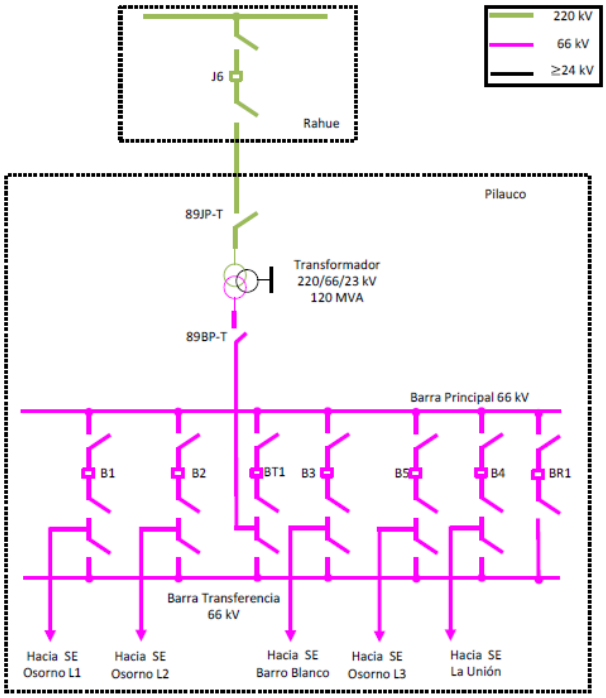


Figura 6-234. Diagrama unilineal simplificado de la subestación Pilauco.

Dentro de las subestaciones calificadas como zona media, se encuentra la S/E Osorno, la cual se ve principalmente afectada ante la salida intempestiva del transformador 200/66 kV de la S/E Pilauco, provocando la sobrecarga de las líneas 1x66 kV Remehue – Osorno, 1x66 kV Remehue – La Unión y tramos entre las SS/EE Barro Blanco y Melipulli, y además que las SS/EE del entorno presenten niveles de tensión por debajo de los 0,9 p.u., que es el límite correspondiente a estado de alerta para instalaciones con nivel de tensión inferior a los 200 kV. Cabe destacar que este análisis se realiza con central Pilmaiquén fuera de servicio; sin embargo, en caso de que se encuentre generado a plena carga, la contingencia planteada es de menor profundidad, afectando solamente a las líneas 1x66 kV Remehue – Osorno, 1x66 kV Remehue – La Unión.

Adicionalmente, la contingencia en uno de los circuitos de la línea 2x66 kV Pilauco – Osorno provoca que el circuito sano se cargue en un 103%; no obstante, esta problemática no se visualiza si al menos una de las unidades de la central Pilmaiquén se encuentra despachada.

En la figura 6-235, se presenta un diagrama simplificado del sistema bajo análisis, indicándose con un número destacado en color rojo las contingencias y con el mismo número, pero en amarillo las instalaciones que se ven afectadas.

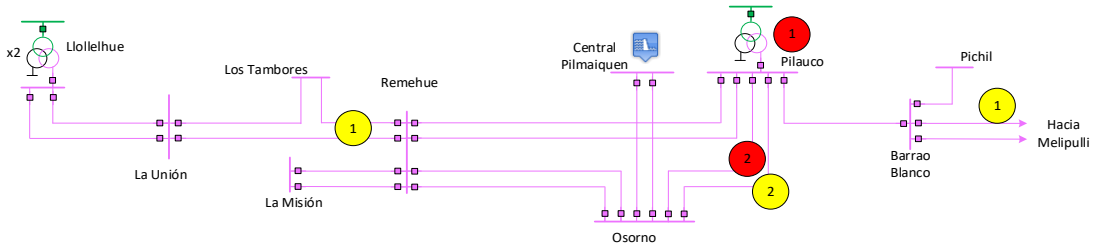


Figura 6-235. Contingencias que afectan a S/E Osorno - Contingencias (Rojo) e instalaciones sobrecargadas (amarillo).

Como propuesta de solución a las problemáticas se identifica que la incorporación de un nuevo transformador en la S/E Pilauco, otorga seguridad a la zona ante las contingencias indicadas. Además, como se planea intervenir la S/E se propone seccionar en la S/E Pilauco la línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil, con el propósito de otorgar más seguridad al sistema de 66 kV que va hacia el sur de la S/E Pilauco.

El proyecto consiste en un nuevo transformador trifásico 220/66 kV de 120 MVA. La normalización del patio de 66 kV de barra simple más transferencia a doble barra más transferencia más el seccionamiento de la línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil con sus respectivos paños. Además, el proyecto considera la ampliación de la subestación Rahue para conectar el nuevo transformador. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-191.

Tabla 6-191. Valorización de la obra Ampliación en S/E Pilauco.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**8.806**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**1.937**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**10.743**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**1.825**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**12.568**

6.10.6.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

6.10.6.1.3.1 AUMENTO DE CAPACIDAD TRAMO DE 66 KV ENTRE SUBESTACIONES ALONSO DE RIBERA Y COLO COLO

Las líneas 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo, 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército y 1x66 kV Ejército – Colo Colo se encuentran ubicadas en la comuna de Concepción, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-236 muestra una vista aérea de la zona asociada a la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo.

Figura 6-236. Vista aérea línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo.

La línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo, cuenta con un conductor Cu 3/0 que posee una capacidad de 34 MVA con sol a 25°C, y tiene una longitud de 2,696 kilómetros. El objetivo de esta línea es abastecer los consumos de la S/E Colo Colo en conjunto a la línea 1x66 kV Ejército – Colo Colo.

La línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército, cuenta con un conductor Cu 3/0 que posee una capacidad de 33,9 MVA con sol a 25°C, y tiene una longitud de 3,122 kilómetros. El objetivo de esta línea es abastecer los consumos de la S/E Ejército y Colo Colo.

La línea 1x66 kV Ejército – Colo Colo, esta subdividida en dos tramos que poseen distintos conductores, el primer tramo 1x66 kV Colo Colo - Estructura 11 cuenta con un conductor AAAC Butte que posee una capacidad de 37,1 MVA con sol a 25°C y tiene una longitud de 1,136 km. Mientras que el segundo tramo 1x66 kV Estructura 11 – Ejército cuenta con un conductor Cu 3/0 que posee una capacidad de 35,4 MVA con sol a 25°C y tiene una longitud de 0,576 km. El objetivo de esta línea

es abastecer los consumos de la S/E Colo Colo en conjunto a la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo.

La figura 6-237 muestra un diagrama unilineal simplificado del entorno a las SS/EE Alonso de Ribera y Colo Colo.

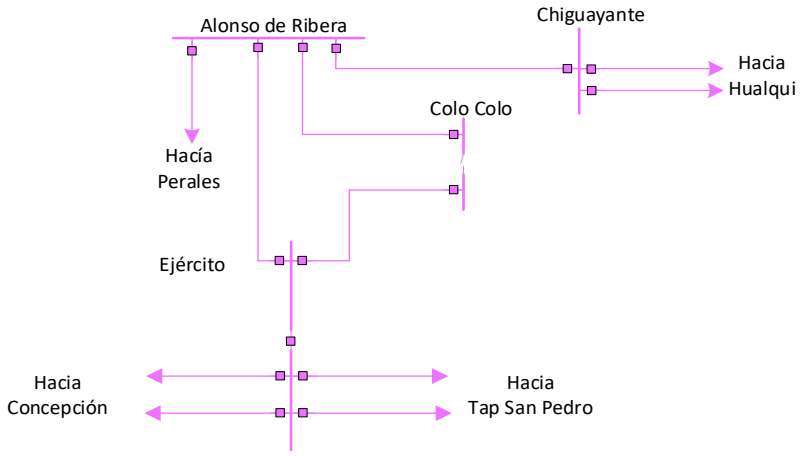


Figura 6-237. Diagrama unilineal simplificado del entorno a las subestaciones Alonso de Ribera y Colo Colo.

Dentro de las subestaciones calificadas como zona media, se encuentra la subestación Ejército y Colo Colo, las cuales son abastecida mediante las líneas 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo, 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército y 1x66 kV Ejército – Colo Colo. La seguridad de ambas subestaciones se ve afectada ante las fallas presentadas en la tabla 6-192, y en la misma se presenta el impacto de las fallas en las líneas bajo análisis.

Tabla 6-192. Fallas que afectan la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo.

Falla	Cargabilidad línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo	Cargabilidad línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército	Cargabilidad línea 1x66 kV Ejército – Colo Colo
1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército	134%	-	<100%
1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo	-	132%	117%
1x66 kV Ejército – Colo Colo	121%	<100%	-
1x154 kV Coronel – Tap Quiñenco	122%	105%	<100%
1x154 kV Lagunillas – Tap Quiñenco	122%	105%	<100%
Guindos 220/66 kV 90 MVA	114%	<100%	<100%

Cabe destacar, que al momento de realizar las contingencias se considera la S/E Ejército enmallada con las subestaciones Alonso de Ribera y Colo Colo, lo cual conduce a que la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo se cargue por sobre el 90% de su capacidad en estado normal; sin embargo, aquella medida operativa permite que el sistema sea más robusto ante otras contingencias como la de uno de los circuitos de la línea 2x66 kV Concepción – Ejército.

El proyecto consiste en el aumento de transmisión de la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo, 1x66 kV Alonso de Ribera – Ejército y 1x66 kV Ejército – Colo Colo, de aproximadamente 2,696 km, 3,122 km y 1,712 km respectivamente. El aumento de capacidad consiste en el cambio del actual conductor, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 60 MVA a 30°C con sol. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-193.

Tabla 6-193. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Colo Colo.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**497**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**219**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**716**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**120**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**836**

6.10.6.1.3.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV LOMA COLORADA – ESCUADRÓN

La línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón se encuentra ubicada en las comunas de San Pedro de la Paz y Coronel, las cuales pertenecen a la Región del Biobío. La figura 6-238 muestra una vista aérea de la zona asociada a la línea 1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón.

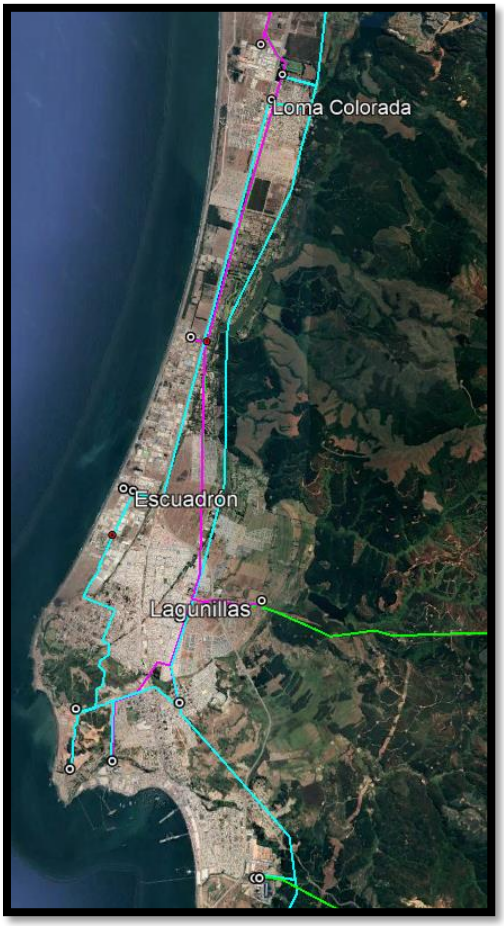


Figura 6-238. Vista aérea línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.

La línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón tiene una longitud aproximada de 10,9 km y está conformada por los tramos 1x66 kV Loma Colorada – Estructura 72 (8,48 km), 1x66 kV Estructura 72 – Tap Porto Viento (1,62 km), 1x66 kV Tap Porto Viento – Arranque Escuadrón (0,57 km) y 1x66 kV Arranque Escuadrón – Escuadrón (0,221 km), los cuales poseen un conductor Cu 3/0 (29,4 MVA), Cu 3/0 (52,3 MVA), Cu 1/0 (34 MVA) y AAAC Butte (52,3 MVA) respectivamente. La figura 6-239 muestra un diagrama unilineal simplificado del entorno de la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.

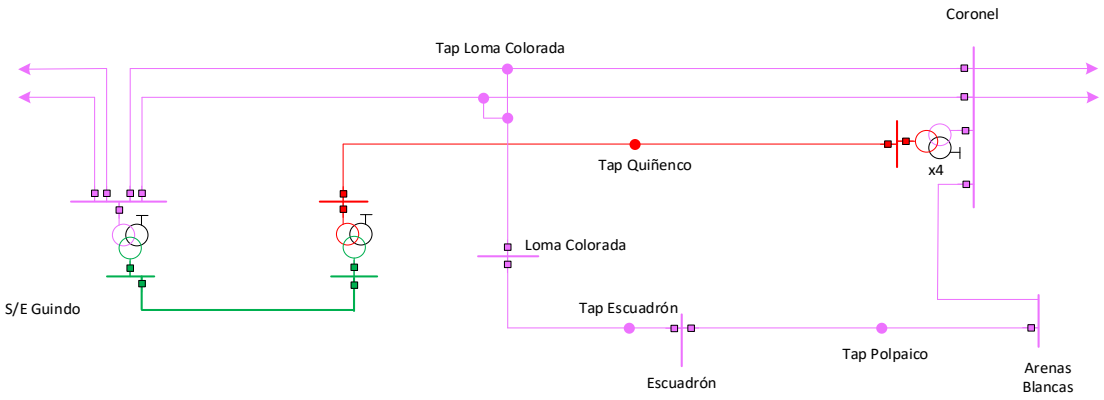


Figura 6-239. Diagrama unilineal simplificado del entorno a la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.

Dentro de las subestaciones calificadas como zona media, se encuentra la subestación Loma Colorada, la cual podría ser abastecida por la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón en contingencias. La subestación Loma Colorada se ve afectada ante las fallas presentadas en la tabla 6-194, y en la misma se presenta el impacto de las fallas sobre la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón, considerando que el sistema comprendido entre las subestaciones Loma Colorada y Coronel se encuentra enmallado.

Tabla 6-194. Fallas que afectan la línea 1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón.

Falla	Cargabilidad línea 1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón
1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	123%
1x154 kV Coronel – Tap Quiñenco	146%
1x154 kV Lagunillas – Tap Quiñenco	146%
Coronel 60 MVA 154/69 kV T3	168%

En la figura 6-240, se presenta un diagrama simplificado del sistema bajo análisis, indicándose con un número destacado en color rojo las contingencias y con el mismo número, pero en amarillo, las instalaciones que se ven afectadas.

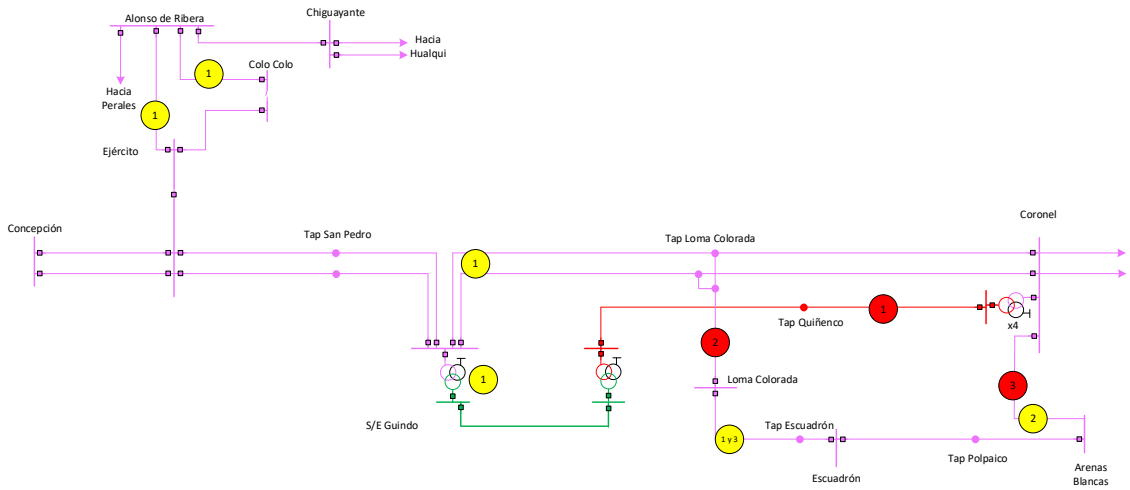


Figura 6-240. Contingencias que afectan a S/E Loma Colorada - Contingencias (Rojo) e instalaciones sobrecargadas (amarillo).

El proyecto consiste en el aumento de transmisión de la línea 1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón, de aproximadamente 10,7 km de longitud. El aumento de capacidad consiste en el cambio de los conductores existentes, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 100 MVA a 25°C con sol. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-195.

Tabla 6-195. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**877**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**221**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.098**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**181**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.279**

6.10.6.1.3.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

La línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas se encuentra ubicada en la comuna de Coronel, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-241 muestra una vista aérea de la zona asociada a la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

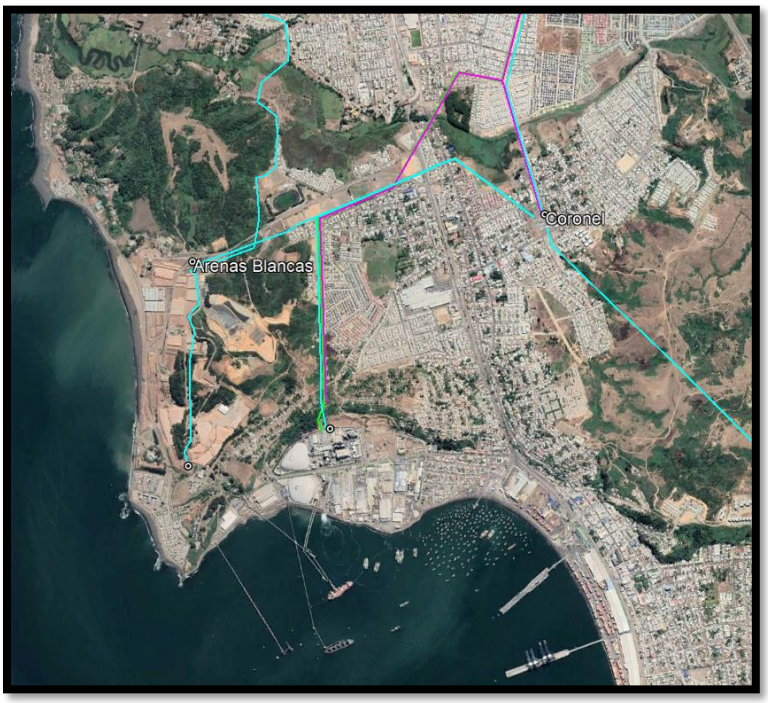


Figura 6-241. Vista aérea línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

La línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, cuenta con un conductor Cu 1/0 que posee una capacidad de 52,3 MVA con sol a 25°C, y tiene una longitud de 2,446 kilómetros. El objetivo principal de esta línea es abastecer la S/E Arenas Blancas, Escuadrón y Puchoco. La figura 6-238 muestra un diagrama unilineal simplificado del entorno de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

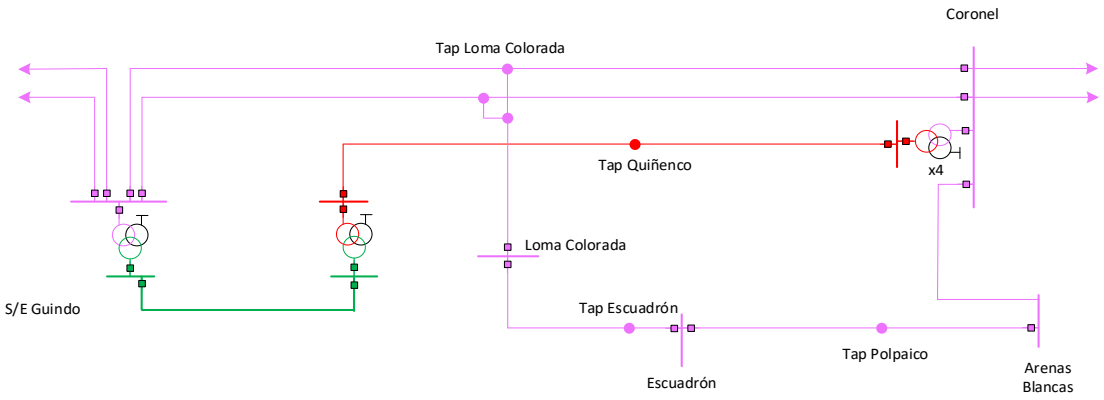


Figura 6-242. Diagrama unilineal simplificado del entorno a la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

Dentro de las subestaciones calificadas como zona media, se encuentra la subestación Loma Colorada, la cual podría ser abastecida desde la S/E Coronel ante una contingencia en la línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada. La subestación Loma Colorada se ve afectada ante la falla presentada en la en la tabla 6-196, y en la misma se presenta el impacto de la falla en la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

Tabla 6-196. Fallas que afectan la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

Falla	Cargabilidad línea 1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón
1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada	102%

El proyecto consiste en el aumento de transmisión de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, de aproximadamente 2,4 km de longitud. El aumento de capacidad consiste en el cambio del conductor existente, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 100 MVA a 25°C con sol. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-197.

Tabla 6-197. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**185**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**70**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**255**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**42**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**297**

6.10.6.1.3.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CHARRÚA – ENLACE Y 1X66 KV ENLACE – FIBRANOVA

La línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Enlace - Fibranova se encuentran ubicadas en la comuna de Cabrero, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-243 muestra una vista aérea de la zona asociada a la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace.

Figura 6-243. Vista aérea línea 1x66 kV Charrúa – Enlace.

La línea 1x66 kV Charrúa – Enlace, cuenta con un conductor AAAC Alliance que posee una capacidad de 45,1 MVA con sol a 25°C, y tiene una longitud de 0,12 kilómetros. Mientras que la línea 1x66 kV Enlace – Fibranova, cuenta con un conductor AAAC Alliance que posee una capacidad de 28,7 MVA con sol a 25°C y tiene una longitud de 11 kilómetros. Ambas líneas permiten abastecer la S/E Fibranova y otorgar seguridad en la zona. La figura 6-244 muestra un diagrama unilineal simplificado del entorno de la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y la línea 1x66 kV Enlace - Fibranova.

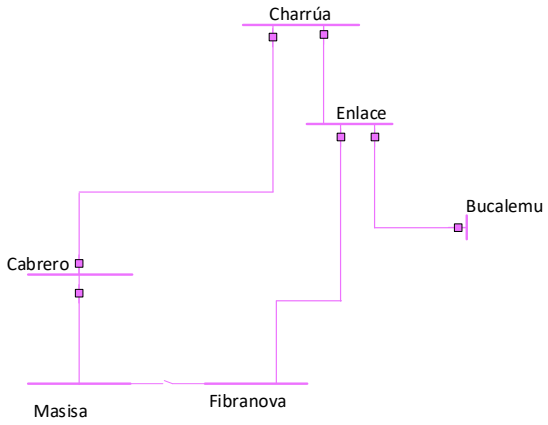


Figura 6-244. Diagrama unilineal simplificado del entorno a la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Enlace – Fibranova.

Dentro de las subestaciones calificadas como zona media, se encuentra la subestación Cabrero, la cual podría ser abastecida desde la S/E Enlace ante una contingencia en la línea 1x66 kV Charrúa - Cabrero. La subestación Cabrero se ve afectada ante la falla presentada en la en la tabla 6-198, y en la misma se presenta el impacto de la falla en la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Enlace – Fibranova.

Tabla 6-198. Fallas que afectan la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace.

Falla	Cargabilidad línea	
	1x66 kV Charrúa – Enlace	1x66 kV Enlace – Fibranova
1x66 kV Charrúa - Cabrero	101%	237%

El proyecto consiste en el aumento de transmisión de la línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Charrúa - Fibranova, de aproximadamente 0,12 km y 11 km respectivamente. El aumento de capacidad consiste en el cambio de los conductores existentes en ambas líneas, por un conductor de alta temperatura y baja flecha con capacidad de transmisión de, al menos, 50 MVA a 35°C con sol. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-199.

Tabla 6-199. Valorización de la obra aumento de capacidad línea 1x66 kV Charrúa – Enlace.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**771**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**144**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**915**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**151**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.066**

6.10.6.1.3.5 NUEVA LÍNEA 1X154 KV LAGUNILLAS – CORONEL

La nueva línea 1x154 kV Lagunillas – Coronel se encontrará ubicada en la comuna de Coronel, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-245 muestra una vista aérea de la zona asociada a las SS/EE Lagunillas y Coronel.

Figura 6-245. Vista aérea de las SS/EE Lagunillas y Coronel.

La nueva línea 1x154 kV Lagunillas – Coronel tiene como objetivo otorgar seguridad a la zona sur del Gran Concepción, ya que ante una contingencia en una de las líneas 1x154 kV Lagunillas – Tap Quiñenco 1x154 kV Tap Quiñenco – Coronel, provoca congestiones en diversas instalaciones de la zona, motivo por el cual actualmente existe el esquema "EDAC-CE Coronel". Las sobrecargas que provoca la salida intempestiva de las líneas 1x154 kV Lagunillas – Tap Quiñenco 1x154 kV Tap Quiñenco – Coronel, sin considerar el esquema EDAC y considerando el sistema totalmente enmallado, se presentan en la tabla 6-200.

Tabla 6-200. Líneas afectadas por la falla de la línea de 154 kV entre Lagunillas y Coronel.

Instalación	Cargabilidad
1x66 kV Alonso de Ribera - Colo Colo	122%
1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército	105%
1x66 kV Loma Colorada - Escuadrón	146%
2x66 kV Guindo – Tap Loma Colorada	156%

Instalación	Cargabilidad
Guindos 220/66 kV 90 MVA	101%

Conforme a lo establecido en el artículo 5-5 de la NTSYCS, los estudios de planificación solo podrán considerar los esquemas EDAC, EDAG y ERAG supervisados por frecuencia o tensión, por lo tanto, como el EDAC "EDAC-CE Coronel" tiene como objetivo evitar sobrecargas, se concluye que la S/E Loma Colorada no posee N-1 ante las fallas descritas, siendo necesario desarrollar una obra de expansión en la zona.

El proyecto consiste en la construcción una nueva línea 2x154 kV Lagunillas – Coronel, tendido del primer circuito, de aproximadamente 4 kilómetros, de una capacidad de al menos 215 MVA a 25°C. El proyecto considera los respectivos paños de línea en ambas subestaciones. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-201.

Tabla 6-201. Valorización de la obra Nueva línea 1x154 kV Lagunillas – Coronel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**1.526**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**443**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.969**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**325**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**2.294**

6.10.6.1.4 NORMALIZACIÓN DE SUBESTACIONES

6.10.6.1.4.1 NORMALIZACIÓN PATIO 154 KV S/E CONCEPCIÓN

La S/E Concepción se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-246 muestra una vista aérea de esta S/E.

Figura 6-246. Vista aérea S/E Concepción.

La S/E concepción está compuesta por un patio de 154 kV en configuración barra simple seccionada más transferencia, un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada más transferencia y cuenta con un paño en 220 kV. Respecto a la transformación, la subestación cuenta con 3 banco de autotransformadores monofásicos 225/161/13,2 kV de 3x87 MVA más una unidad de reserva, y con 3 transformadores trifásicos 154/66 kV donde dos tienen una capacidad de 56 MVA, mientras que el otro posee una capacidad de 30 MVA.

Por otro lado, cabe indicar que el paño seccionador que está entre las barra N°1 y N°2 de 154 kV, no posee interruptor de poder, sino un desconectador denominado 89AS1-1, mientras que la barras N°2 y N°3 cuentan con el interruptor seccionador 52AS2.

La figura 6-247 muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Concepción.

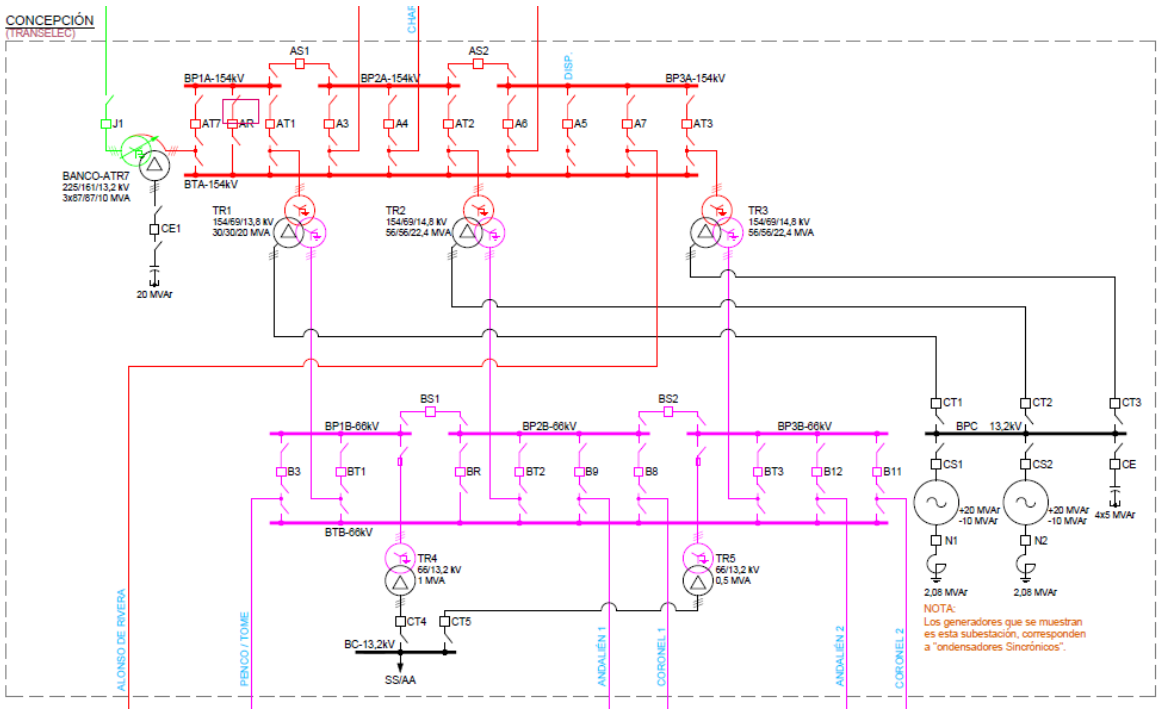


Figura 6-247. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Concepción.

En conformidad a lo indicado en el informe "DAOP N°11/2020", actualmente la ocurrencia de una falla en la sección de barra N°1 o N°2 de 154 kV de S/E Concepción trae como consecuencia la desconexión de los transformadores N°7 y N°2 154/66 kV de esta S/E, provocando una sobrecarga en el transformador N°5 154/66 kV, 56 MVA, de S/E Coronel, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas en 66 kV entre las SS/EE Concepción y Coronel. No obstante, con la nueva infraestructura que está disponible para el año 2026, ante la misma falla indicada, ya no se aprecian las problemáticas indicadas, sin embargo, la línea 1x66 kV Penco – Tomé se carga por sobre un 15% de su capacidad, en escenarios de verano día.

El proyecto en consiste en completar el paño seccionador entre las secciones de barras 1 y 2 del patio de 154 kV y el reemplazo del interruptor 52BT1. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-202.

Tabla 6-202. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Concepción.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**990**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**217**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**1.207**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**204**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**1.411**

6.10.6.1.4.2 NORMALIZACIÓN PATIO 154 KV S/E CORONEL

La S/E Coronel se encuentra ubicada en la comuna del mismo nombre, la cual pertenece a la Región del Biobío. La figura 6-248 muestra una vista aérea de la S/E Coronel.

Figura 6-248. Vista aérea S/E Coronel.

La S/E Coronel cuenta con un patio de 154 kV en Aire con una configuración barra simple, con cuatro posiciones de transformación y una posición de conexión de una línea de transmisión. Mientras que el patio de 66 kV en aire tiene una configuración de barra principal más barra de transferencia con cuatro posiciones de transformación y cuatro posiciones para llegadas de líneas de transmisión. Respecto a la transformación, la subestación cuenta con 4 transformadores 154/66 kV donde dos son de 60 MVA y dos de 56 MVA, y además posee 2 transformadores AT/MT. Respecto al transformador N°3 154/66 kV de S/E Coronel, cabe indicar que no cuenta con un interruptor por el lado 154 kV.

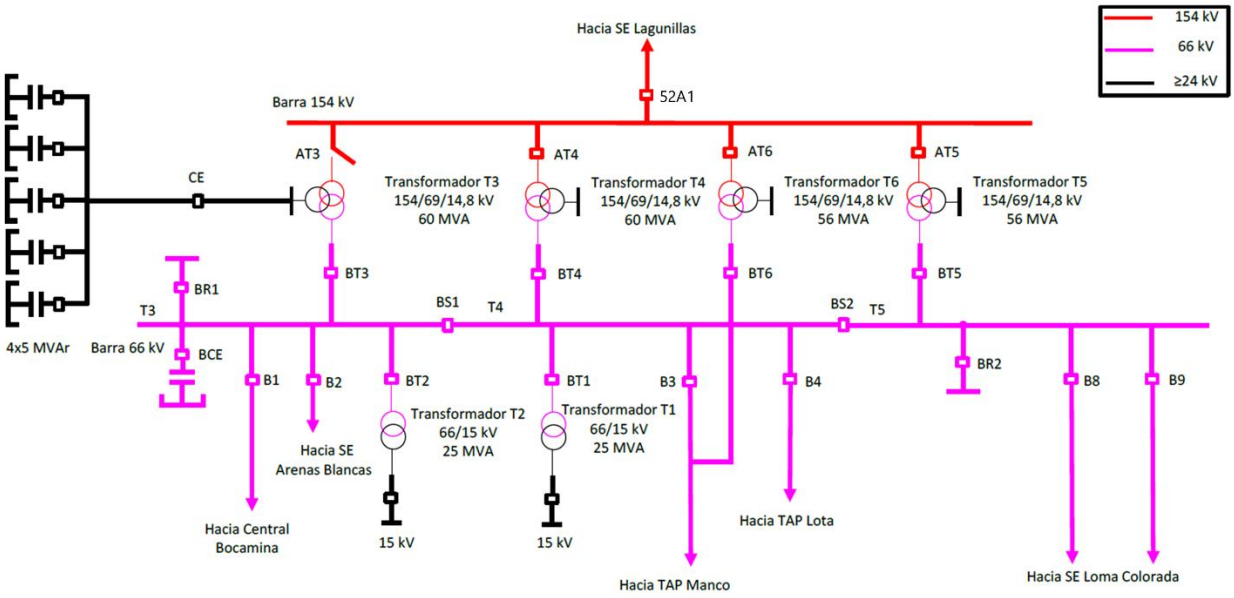


Figura 6-249. Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Coronel.

En conformidad a las razones que justifican la necesidad de desarrollar la nueva línea 1x154 kV Lagunillas – Coronel, expuestas en la sección 6.10.6.1.3.5 y considerando que se propone intervenir la S/E Coronel para la llegada de la nueva línea, se considera pertinente la normalización y ampliación del patio de 154 kV, tal que otorgue seguridad a la subestación y el entorno que depende de ésta.

El proyecto consiste en la normalización del patio de 154 kV tal que cuente con un patio en configuración barra simple seccionada más transferencia y la extensión de la barra principal para al menos una nueva posición que permita la conexión de una futura línea hacia la S/E Lagunillas. El costo de este proyecto se presenta en la tabla 6-203.

Tabla 6-203. Valorización de la obra nuevo transformador en la S/E Coronel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US$
1	TOTAL COSTO DIRECTOS	**3.948**
2	TOTAL COSTO INDIRECTOS	**544**
3	SUB TOTAL CONTRATO	**4.492**
4	Utilidades Contratista, Contingencias, Intereses Intercalarios	**741**
5	COSTO TOTAL PROYECTO	**5.233**

7 RECOMENDACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

A modo de síntesis y conclusión del análisis de Expansión de la Transmisión realizado por el Coordinador, se presentan de la tabla 7-1 a la tabla 7-6 que contienen las obras nuevas y de ampliación que se requiere llevar a cabo durante los próximos años, de tal forma que se mantenga la suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

7.1 ZONA ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

Tabla 7-1: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Arica – Diego de Almagro.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Ampliación en S/E Kimal	-	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	3,6	Permite conexión de futuro enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre	Ampliación
2	Nueva S/E Palafitos	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,7	Otorga potencia firme a SS/EE Palafitos y Cerro Dragón	Nueva
3	Nueva Línea 110 kV Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón – Nueva Palafitos	300	2,3	sep-27	Inmediata	Zonal	36	5,1	Otorga Seguridad N-1 en la zona	Nueva
4	Nuevo Transformador en S/E Alto Hospicio	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga potencia firme a S/E Alto Hospicio	Ampliación
5	Nuevo Transformador en S/E Pukará	20	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,8	Otorga potencia firme a S/E Pukará	Ampliación
6	Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores	-	-	mar-26	Inmediata	Zonal	18	0,9	Permitir conexión de líneas decretadas	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
7	Normalización Patio de 110 kV en S/E Alto Hospicio	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,1	Mejorar estándar en virtud de la NTSyCS	Ampliación
8	Normalización Patio de 110 kV en S/E Cerro Dragón	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,3	Mejorar estándar en virtud de la NTSyCS	Ampliación
9	Normalización Patio de 220 kV en S/E Esmeralda	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	6,3	Mejorar estándar en virtud de la NTSyCS	Ampliación

7.2 ZONA DIEGO DE ALMAGRO - QUILLOTA

Tabla 7-2: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Diego de Almagro – Quillota.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Transformador en S/E Copiapó	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga potencia firme a S/E Copiapó	Ampliación
2	Nuevo Transformador en S/E Ovalle	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,9	Otorga potencia firme a S/E Ovalle	Ampliación
3	Normalización Patio de 110 kV en S/E Cardones	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	7,3	Permite cumplir estándares de la NTSyCS	Ampliación
4	Normalización Patio de 220 kV en S/E Choapa	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	4,6	Permite cumplir estándares de la NTSyCS	Ampliación

7.3 ZONA QUINTA REGIÓN

Tabla 7-3: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Quinta.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Transformador en S/E El Melón	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,4	Evita sobrecarga de transformador en S/E El Melón	Ampliación
2	Nuevo Transformador en S/E Las Piñatas	10	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Evita sobrecarga de transformador en S/E Las Piñatas	Ampliación
3	Nuevo Transformador en S/E Leyda	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Leyda	Ampliación
4	Nuevo Transformador en S/E San Sebastián	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,8	Evita sobrecarga de transformador en S/E San Sebastián	Ampliación
5	Nuevo Transformador en S/E Los Placeres	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,1	Otorga Potencia Firme a S/E Los Placeres	Ampliación
6	Nuevo Transformador en S/E Peñablanca	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga Potencia Firme a S/E Peñablanca	Ampliación
7	Nuevo Transformador en S/E Reñaca	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Otorga Potencia Firme a S/E Reñaca	Ampliación
8	Nuevo Transformador en S/E San Pedro	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E San Pedro	Ampliación

7.4 ZONA REGIÓN METROPOLITANA

Tabla 7-4: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Región Metropolitana.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de Capacidad en S/E Andes	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Andes	Ampliación
2	Aumento de Capacidad en S/E Carrascal	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Carrascal	Ampliación
3	Nuevo Transformador en S/E Mariscal	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,3	Otorga Potencia Firme en S/E Mariscal	Ampliación
4	Nuevo Transformador en S/E Ochagavía	50	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,1	Otorga Potencia Firme en S/E Ochagavía	Ampliación

7.5 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

Tabla 7-5: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Alto Jahuel – Charrúa.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa	750	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	25,5	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Ancoa	Ampliación
2	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos y reubicación de líneas en 220 kV	750	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	33,9	Evita congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Charrúa	Ampliación
3	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2	2.500	C1: 253 C2: 270	sep-28	Inmediata	Nacional	48	158,4	Evita congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Ampliación
4	Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa.	-	-	sep-27	Inmediata	Nacional	36	87,5	Evita congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Ampliación
5	Nueva S/E Seccionadora Itata	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	18,3	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona norte y nor-poniente de la Región del Ñuble.	Nueva
6	Nueva Línea 2x66 kV Itata – Hualte	90	26	sep-28	Inmediata	Zonal	48	7,1		Nueva
7	Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Nueva Seccionadora Quinchimalí	90	50	sep-29	Inmediata	Zonal	60	11,0	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona sur y sur-poniente de la Región del Ñuble.	Nueva
8	Nueva S/E Seccionadora Quinchimalí	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,1		Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
9	Nueva Línea 2x66 kV Monterrico – Nueva Coihueco	90	22	sep-28	Inmediata	Zonal	48	4,7	Otorga seguridad N-1 y suficiencia de largo plazo a la zona oriente de la Región del Ñuble.	Nueva
10	Nueva S/E Coihueco	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,7		Nueva
11	Nueva Línea 2x66 kV Coihueco – Pinto, tendido del primer circuito	90	22	sep-28	Inmediata	Zonal	48	4,5		Nueva
12	Nueva S/E Seccionadora Pinto	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,5		Nueva
13	Nueva S/E Seccionadora Nueva Curicó	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	6,7	Evita sobrecarga de transformador en S/E Curicó. Evita sobrecarga de línea 154 kV Teno – Rauquén y línea 1x66 kV Rauquén – Curicó.	Nueva
14	Nueva S/E Seccionadora Chiñigüe	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	3,3	Evita sobrecarga de transformador en S/E El Maitén	Nueva
15	Nueva S/E Seccionadora Chuchunco	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	5,6	Evita sobrecarga de transformador en S/E Reguladora Rapel	Nueva
16	Nueva S/E Seccionadora Nueva Ancoa	-	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	19,5	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV	Nueva

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
									entre Maule y Linares	
17	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Ancoa – Linares	400	20	sep-28	Inmediata	Zonal	48	14,7	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV entre Maule y Linares	Nueva
18	Nueva Línea 1x66 kV Seccionadora Nueva Curicó – Rauquén y Ampliación S/E Rauquén	90	5	sep-27	Inmediata	Zonal	36	5,9	Evita sobrecarga de línea 154 kV Teno – Rauquén y línea 1x66 kV Rauquén - Curicó	Nueva
19	Ampliación S/E Hualte	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,3	Permite desarrollo proyecto propuesto Nueva Línea 2x66 kV Seccionadora Itata – Hualte.	Ampliación
20	Ampliación S/E Dichato	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Permite desarrollo proyecto propuesto Nueva Línea 2x66 kV Dichato – Quinchimalí.	Ampliación
21	Ampliación S/E Monterrico	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Permite desarrollo proyecto propuesto Nueva Línea 1x66 kV Monterrico - Coihueco.	Ampliación
22	Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Charrúa – Pueblo Seco	205	30	Sep-27	Inmediata	Zonal	36	4,1	Evita sobrecarga de línea 1x154 kV	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
									Charrúa – Pueblo Seco	
23	Ampliación S/E La Ronda	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Evita sobrecarga de transformador en S/E La Ronda	Ampliación
24	Ampliación S/E Las Cabras	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,3	Evita sobrecarga de transformador en S/E Las Cabras	Ampliación
25	Ampliación S/E Nueva Nirivilo	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Nirivilo	Ampliación
26	Ampliación S/E Quinta	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	3,2	Evita sobrecarga de transformador en S/E Quinta	Ampliación
27	Ampliación S/E Retiro	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Retiro	Ampliación
28	Ampliación S/E Linares y Nuevo Banco de Autotransformadores 3x100/100/30 MVA en S/E Linares	300	-	sep-27	Inmediata	Zonal	36	22,8	Evita sobrecarga del sistema en 154 kV entre Maule y Linares	Ampliación
29	Ampliación S/E Alameda	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga Potencia Firme a S/E Alameda	Ampliación
30	Ampliación S/E Buin	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E Buin	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
31	Ampliación S/E Cachapoal	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,1	Otorga Potencia Firme a S/E Cachapoal	Ampliación
32	Ampliación S/E Chacahuín	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga Potencia Firme a S/E Chacahuín	Ampliación
33	Ampliación S/E Monterrico	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Chillán	Ampliación
34	Ampliación S/E Curicó	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,2	Otorga Potencia Firme a S/E Curicó	Ampliación
35	Ampliación S/E Isla de Maipo	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Isla de Maipo	Ampliación
36	Ampliación S/E Fuentecilla	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga Potencia Firme a S/E Fuentecilla	Ampliación
37	Ampliación S/E Santa Elvira	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga Potencia Firme a S/E Santa Elvira	Ampliación
38	Ampliación S/E Talca	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,2	Otorga Potencia Firme a S/E Talca	Ampliación

7.6 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

Tabla 7-6: Proyectos identificados ante problemáticas detectadas en proceso 2021 – Zona Charrúa - Chiloé.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nueva Línea 2x154 kV Lagunillas – Coronel, tendido del primer circuito	215	4	sep-27	Inmediata	Zonal	36	2,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Nueva
2	Nuevo Transformador en S/E Paillaco	10	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,9	Evita sobrecarga de transformador en S/E Paillaco	Ampliación
3	Nuevo transformador en S/E Padre las Casas	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,9	Otorga potencia firme a la S/E Padre las Casas	Ampliación
4	Nuevo transformador en S/E Andalién	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,5	Otorga potencia firme a SS/EE Andalién y Colo Colo	Ampliación
5	Nuevo transformador en S/E Latorre	25	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,4	Otorga potencia firme a SS/EE Latorre y Talcahuano	Ampliación
6	Nuevo transformador en S/E Chiguayante	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga potencia firme a S/E Chiguayante	Ampliación
7	Nuevo transformador en S/E Cabrero	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,3	Otorga potencia firme a S/E Cabrero	Ampliación
8	Nuevo transformador en S/E El Laurel	60	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	6,8	Otorga potencia firme a S/E EL Laurel	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
9	Nuevo transformador en S/E La Misión	30	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	2,2	Otorga potencia firme a S/E La Misión	Ampliación
10	Ampliación en S/E Pilauco	120	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	12,5	Otorga seguridad N-1 en la zona de S/E Pilauco	Ampliación
11	Aumento de capacidad tramo de 66 kV entre SS/EE Alonso de Ribera y Colo Colo	60	4,4	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,8	Otorga seguridad N-1 en la zona de SS/EE Alonso de Ribera y Colo Colo	Ampliación
12	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón	100	10,7	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Ampliación
13	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.	100	2,4	sep-26	Inmediata	Zonal	24	0,3	Otorga seguridad N-1 a la S/E Loma Colorada	Ampliación
14	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Charrúa – Enlace y 1x66 kV Enlace – Fibranova	50	11,1	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,1	Otorga seguridad N-1 a la S/E Cabrero	Ampliación
15	Normalización patio 154 kV S/E Concepción	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	1,4	Mejora confiabilidad de la S/E Concepción	Ampliación
16	Normalización patio 154 kV S/E Coronel	-	-	sep-26	Inmediata	Zonal	24	5,2	Mejora confiabilidad de la S/E Cabrero	Ampliación

7.7 PROYECTOS IDENTIFICADOS POR NORMALIZACIÓN DE SS/EE TAP OFF

Tabla 7-7: Proyectos identificados por normalización de SS/EE Tap Off.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Normalización S/E Tap Off Nueva Victoria	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	7,5	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
2	Normalización S/E Doña Carmen	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,1	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
3	Normalización S/E Tap Off El Llano	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,2	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
4	Normalización S/E Chicureo	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	14,6	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
5	Normalización S/E El Manzano	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	14,3	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
6	Normalización S/E Tap Off Santa Marta	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,2	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
7	Normalización S/E Lampa	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	6,7	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
8	Normalización S/E Tap Off Bureo	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	7,8	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
9	Normalización S/E Talinay Oriente	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	12,1	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación
10	Normalización S/E Llanquihue	-	-	mar-27	Inmediata	Nacional	30	6,9	Normalización para cumplimiento de estándar de NTSyCS	Ampliación

7.8 PROYECTOS REQUERIDOS POR COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

Tabla 7-8: Proyectos identificados por compensación de reactivos.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
1	Nuevo BBCC Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
2	Nuevo BBCC Transformador Calama 105/23 kV N°4	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
3	Nuevo BBCC Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
4	Nuevo BBCC Transformador Chinchorro 69/13,8 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
5	Nuevo BBCC Transformador Cerrillos 110/23 kV N°1	2x1,8 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
6	Nuevo BBCC Transformador Las Compañías 115/14,2 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
7	Nuevo BBCC Transformador San Joaquín 115/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
8	Nuevo BBCC Transformador Bosquemar 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
9	Nuevo BBCC Transformador Las Vegas 115/12 kV N°5	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
10	Nuevo BBCC Transformador Placilla 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
11	Nuevo BBCC Transformador San Pedro 115/13,2 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
12	Nuevo BBCC Transformador San Rafael 110/24,5 kV N°3	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
13	Nuevo BBCC Transformador Marga Marga 115/14,2 kV N°2	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
14	Nuevo BBCC Transformador Marga Marga 115/15,3 kV N°3	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
15	Nuevo BBCC Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
16	Nuevo BBCC Transformador Batuco 110/23,5 kV Nº2	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
17	Nuevo BBCC Transformador Chacabuco 110/23,5 kV Nº3	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
18	Nuevo BBCC Transformador Chacabuco 110/23,5 kV Nº8	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
19	Nuevo BBCC Transformador Los Boza 110/23,5 kV Nº3	3x3,6 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
20	Nuevo BBCC Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
21	Nuevo BBCC Transformador Recoleta 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
22	Nuevo BBCC Transformador San Bernardo 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
23	Nuevo BBCC Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
24	Nuevo BBCC Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV Nº5	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
25	Nuevo BBCC Transformador Santa Elena 110/12,5 kV Nº3	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
26	Nuevo BBCC Transformador Santa Marta 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
27	Nuevo BBCC Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV Nº1	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
28	Nuevo BBCC Transformador Vitacura 110/12,5 kV Nº2	4x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,8	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
29	Nuevo BBCC Transformador Bollenar 115/13,4 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
30	Nuevo BBCC Transformador Chacahuín 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
31	Nuevo BBCC Transformador Chillán 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
32	Nuevo BBCC Transformador Graneros 69/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
33	Nuevo BBCC Transformador Piduco 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra
34	Nuevo BBCC Transformador Rosario 69/15,3 kV N°1	2x2,75 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
35	Nuevo BBCC Transformador Talca 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
36	Nuevo BBCC Transformador Alto Bonito 115/24 kV N°1	2x1,15 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,6	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
37	Nuevo BBCC Transformador Duqueco 69/25 kV N°1	2x2,4 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
38	Nuevo BBCC Transformador Melipulli 230/24 kV N°33	3x2,5 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación
39	Nuevo BBCC Transformador Melipulli 230/24 kV N°44	4x1,1 MVAr	-	sep-25	Inmediata	Zonal	12	0,7	Compensación de reactivos a nivel zonal	Ampliación

8 APÉNDICES

8.1 APÉNDICE I – PLAN DE OBRAS 2021.

Documento Plan de Obras 2021.pdf

8.2 APÉNDICE II – PROYECCIONES DE DEMANDA.

Documento Proyección de Demanda Eléctrica 2020 – 2040.pdf

8.3 APÉNDICE III – USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Documento Uso Esperado del Sistema de Transmisión.pdf

8.4 APÉNDICE IV – DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL.

Documento Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal.pdf

8.5 APÉNDICE V – ANÁLISIS DE CONFIGURACIONES DE BARRA DE SS/EE DE TRANSMISIÓN ZONAL.

Documento Análisis de Configuraciones de Barra de SS/EE de Transmisión Zonal.pdf

8.6 APÉNDICE VI – ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Documento Análisis de Requerimientos de Reactivos del Sistema de Transmisión.pdf

8.7 APÉNDICE VII – PROPUESTA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE SS/EE ZONALES.

Documento Diseño Conceptual de SS/EE Zonales.pdf

8.8 APÉNDICE VIII – PROYECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PERIODO 2020-2040.

Documento Proyección de Generación Distribuida Periodo 2020-2040.pdf

8.9 APÉNDICE IX – RESPUESTAS A OBSERVACIONES DEL INFORME DE DIAGNÓSTICO.

Documento Respuesta a observaciones del Informe de Diagnóstico.pdf

8.10 APÉNDICE X – ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS.

Documento Índice de Figuras y Tablas.pdf