



INFORME TÉCNICO PRELIMINAR PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2020

Enero de 2021

ÍNDICE

1	Introducción	9
2	Resumen Ejecutivo	12
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	13
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	13
3.1.1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas...	13
3.1.2	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal	14
3.1.3	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	15
3.1.4	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	16
3.1.5	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	17
3.1.6	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM).....	18
3.1.7	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	19
3.1.8	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)	19
3.1.9	Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT).....	20
3.1.10	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	21
3.1.11	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	22
3.1.12	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui 23	
3.1.13	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén.....	24
3.1.14	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT).....	25
3.2	OBRAS NUEVAS.....	27
3.2.1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.....	27
3.2.2	Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	29
3.2.3	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	30
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	33
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	33
	Sistema B.....	33
4.1.1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT) 33	
4.1.2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle	34
	Sistema D	36
4.1.1	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	36
4.1.2	Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT)	37
4.1.3	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	38

4.1.4	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	39
4.1.5	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	39
	Sistema E.....	41
4.1.1	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	42
4.1.2	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT).....	43
4.1.3	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta 43	
4.1.4	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	44
4.1.5	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	45
4.1.6	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS).....	46
4.1.7	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	47
4.1.8	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).....	48
4.1.9	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé .	49
4.1.10	Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)	50
4.1.11	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	51
4.1.12	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	51
4.1.13	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT).....	52
4.1.14	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	54
4.1.15	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	54
4.1.16	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	55
4.1.17	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	56
4.1.18	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).....	59
4.1.19	Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM).....	60
4.1.20	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.....	60
4.1.21	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	61
4.1.22	Ampliación En S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)	62
	Sistema F.....	63
4.1.1	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	64
4.2	OBRAS NUEVAS.....	65
	Sistema B.....	65
4.2.1	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca.....	65
	Sistema E.....	66
4.2.2	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario.....	67
4.2.3	Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén.....	68
4.2.4	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares.....	70

4.2.5	Nueva S/E Seccionadora Buli	73
4.2.6	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte	75
4.2.7	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II	76
5	Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	78
6	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	80
6.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	80
6.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	80
6.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	81
6.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	81
6.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	84
6.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	86
6.3.4	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.....	89
6.3.5	Proyección de Precios de Combustibles	106
6.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	108
6.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	117
6.3.8	Costos de Falla	119
6.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	120
6.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	120
6.4.1	Análisis Preliminar	120
6.4.2	Análisis de Suficiencia de los Sistemas de Transmisión	120
6.4.3	Análisis de Seguridad y Resiliencia	122
6.4.4	Análisis de Mercado Eléctrico Común	125
6.4.5	Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión	127
7	Evaluación de los Proyectos y Resultados.....	132
7.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	132
7.1.1	Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas.....	132
7.1.2	Apoyo al Sistema de transmisión de la Región de Antofagasta.....	135
7.1.3	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 137	
7.1.4	Apoyo al Sistema de Transmisión Entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.....	138
7.1.5	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	140
7.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	143
7.2.1	Proyectos para Garantizar la Seguridad	143
7.2.2	Proyectos para Garantizar la Calidad de Servicio	144
7.2.3	Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E ENTRE RÍOS.....	144

7.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADOS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN ...	148
7.3.1	Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT)	148
7.4	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	149
7.4.1	Apoyo al Abastecimiento de Ovalle.....	150
7.4.2	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	152
7.4.3	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	153
7.4.4	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	155
7.4.5	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	156
7.4.6	Apoyo abastecimiento de la ciudad de Chillán.....	157
7.4.7	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.....	159
7.4.8	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT).....	160
7.4.9	Ampliación en S/E Isla de maipo (RTR ATMT)	161
7.4.10	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).....	162
7.4.11	Ampliación en S/E Las Cabras (RTR ATMT)	162
7.4.12	Nueva S/E LLepu y nueva línea 2x154 kV LLepu – Linares.....	163
7.4.13	Ampliación en S/E MarchigÜe (NTR ATMT).....	165
7.4.14	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	166
7.4.15	Nueva S/E Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	167
7.4.16	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte	169
7.4.17	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	171
7.4.18	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT).....	172
7.4.19	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).....	173
7.4.20	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT) y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta.....	174
7.4.21	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	175
7.4.22	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	176
7.4.23	Nueva S/E Totihue y Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario	177
7.4.24	Nueva S/E Seccionadora Buli	180
7.4.25	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	182
7.5	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	183
7.5.1	Eventualidad 1: Maremoto.....	183
7.5.2	Eventualidad 2: Shock de Precios de Combustible	188
7.5.3	Hidrologías Extremas	189
7.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	191
8	Valorización de las Obras de Expansión.....	193

8.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	193
8.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	195
8.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL.....	196
8.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	200
9	Anexo 1: Antecedentes Evaluación de otros proyectos.....	201
9.1	PROYECTOS NO RECOMENDADOS	201
10	Anexo 2: Ingeniería Conceptual de los Proyectos.....	230
10.1	OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	230
10.1.1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas.	230
10.1.2	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal	232
10.1.3	Ampliación en S/E Kimal 500 (IM)	234
10.1.4	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	238
10.1.5	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT).....	240
10.1.6	Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	242
10.1.7	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) Y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	246
10.1.8	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)	251
10.1.9	Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	254
10.1.10	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT) 260	
10.1.11	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui 264	
10.1.12	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción – Hualpén	269
10.1.13	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT).....	271
10.1.14	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.....	277
10.1.15	Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.....	282
10.1.16	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	286
10.2	OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL.....	291
10.2.1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT) 291	
10.2.2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle	295
10.2.3	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	298
10.2.4	Ampliación En S/E Quilicura (NTR ATMT)	302
10.2.5	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	307
10.2.6	Ampliación En S/E Macul (NTR ATMT).....	310
10.2.7	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT).....	316

10.2.8	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	320
10.2.9	Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT)	324
10.2.10	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta 329	
10.2.11	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	332
10.2.12	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	336
10.2.13	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS).....	342
10.2.14	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	345
10.2.15	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT).....	350
10.2.16	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	356
10.2.17	Ampliación en S/E Rauquén (BS)	361
10.2.18	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	364
10.2.19	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	369
10.2.20	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT).....	372
10.2.21	Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	377
10.2.22	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	383
10.2.23	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo ...	385
10.2.24	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	391
10.2.25	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT).....	395
10.2.26	Ampliación en SE Hualqui 220 kV (IM)	401
10.2.27	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.....	405
10.2.28	Ampliación En S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	407
10.2.29	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS).....	412
10.2.30	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	415
10.2.31	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	420
10.2.32	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	424
10.2.33	Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén.....	429
10.2.34	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares.....	433
10.2.35	Nueva S/E Seccionadora Buli	438
10.2.36	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata – Hualte	443
10.2.37	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II.....	448
11	Anexo 3: Metodología de Valorización de los Proyectos	453
11.1	METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS	453
11.1.1	Estructura General del Modelo de Valorización	453
11.1.2	Criterios y Consideraciones Utilizadas.....	461

11.1.3	Dimensionamiento de Instalaciones	463
11.1.4	Precios Unitarios.....	463
11.1.5	Cálculo de los Intereses Intercalarios	463
11.1.6	Estimación de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.).....	463
11.2	CÁLCULO DE VIDA ÚTIL DE LOS PROYECTOS	464
11.2.1	Designación de Vida Útil para elementos.....	464
11.2.2	Inventario de Obras	464
11.2.3	Determinación de Vida Útil de un proyecto	465
12	Anexo 4: Siglas utilizadas en el presente Informe	466
12.1	CONFIGURACIÓN DE BARRAS	466
12.2	EQUIPOS.....	466
13	Anexo 5: Minuta Proyección de Demanda Plan 2020	467

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 87° del DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”, “LGSE” o “Ley General de Servicios Eléctricos”, anualmente debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que debe considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Dicha planificación debe abarcar las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Asimismo, de acuerdo al inciso segundo del artículo 87° de la Ley, en el proceso de planificación de la transmisión debe considerarse la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a que se refiere el artículo 83° de la misma ley, que desarrolle el Ministerio de Energía, la que actualmente se encuentra contenida en el Decreto Exento N° 92, de 09 de marzo de 2018, que aprobó la PELP para el periodo 2018 – 2022, instrumento de que fue actualizado en conformidad a lo establecido en el inciso segundo del referido artículo 83°.

Además, el mismo inciso segundo del artículo 87° de la Ley señala que la planificación de la transmisión debe considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico.

Luego, el referido inciso segundo del artículo 87°, establece que el proceso de planificación de la transmisión debe realizarse considerando los siguientes criterios:

- 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 hidrológicas 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.

Adicionalmente, de acuerdo al inciso tercero del artículo 87° de la Ley, el proceso de planificación de la transmisión deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos

efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente. Para el presente proceso de planificación, dicho informe fue remitido por el Ministerio de Energía mediante Oficio ORD. N° 375, de 26 de marzo de 2020.

Finalmente, el artículo 87° de la Ley, en su inciso final, concluye señalando que la planificación de la transmisión podrá considerar, asimismo, la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto aquello permita dar cumplimiento a los objetivos señalados en el referido artículo 87°. Puntualiza la Ley que estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y que deberán considerarse los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Por último, se establece que las instalaciones de transmisión dedicada existentes que son intervenidas con las obras de expansión, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de los respectivos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley, a saber, los decretos de expansión de la transmisión. En el presente informe se especifican las obras que intervienen instalaciones de transmisión dedicadas.

Por otra parte, el artículo 91° de la Ley establece el procedimiento que debe seguir la planificación de la transmisión, señalando las distintas instancias de éste. En particular, el inciso primero de este artículo dispone que, dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante, “Coordinador”, deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que debe cumplir con lo establecido en el artículo 87° de la Ley, la que puede además incluir las propuestas presentadas por promotores. Dicha propuesta fue debidamente presentada por el Coordinador.

Por su parte, el inciso segundo del mismo artículo 91° establece que la Comisión debe convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, lo que también se llevó a cabo en el presente proceso.

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido tanto en el artículo 87° y 91° de la Ley, y con arreglo a lo establecido en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, la Comisión dictó dos resoluciones con normas de carácter reglamentarias atinentes al proceso de planificación. Mediante Resolución Exenta N° 18, de 10 de enero de 2017, modificada luego a través de Resoluciones Exentas N° 187, de 18 de abril, N° 440, de 11 de agosto, N° 583, de 18 de octubre, y N° 623, de 10 de noviembre, todas del 2017, y Resolución Exenta N° 45, de 30 de enero de 2018, se establecieron las normas procedimentales estrictamente necesarias para el proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme a lo dispuesto en la Ley N° 20.936. A su turno, mediante Resolución Exenta N° 384, de fecha 20 de julio de 2017, se establecieron los criterios y la metodología aplicable al primer proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en la Ley N° 20.936, la que luego fue dejada sin efecto y reemplazada por la Resolución Exenta N° 711 y su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, que estableció la metodología aplicable al proceso de planificación anual de la transmisión a realizarse conforme lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley, en conformidad a la cual se elaboró el presente Informe Final.

Por su parte, dando cumplimiento a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 87° de la Ley, y conforme a lo establecido en la Resolución Exenta N° 382, de 20 de julio 2017, que establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 90° de la Ley, mediante las respectivas publicaciones en el Diario Oficial y en diarios de circulación nacional, se efectuó la convocatoria para la inscripción en el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación, y mediante correo electrónico se solicitó, a quienes ya se encontraban inscritos en el referido registro, que confirmaran su interés en permanecer en el mismo y la actualización de sus datos, en caso de corresponder. La convocatoria concluyó con la dictación de la Resolución Exenta N° 30 de la Comisión, de 27 de enero de 2020, a través de la cual se actualizó el Registro de Participación Ciudadana del Proceso de Planificación Anual de la Transmisión y se estableció un listado refundido de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en dicho registro.

Por otra parte, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los resultados del Proceso de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020-2023, cuyo informe definitivo fue aprobado mediante Resolución Exenta de la CNE N° 244, de fecha 09 de abril de 2019.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley y en las demás disposiciones citadas, a continuación se presenta el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2020.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo principal de este Informe Técnico Preliminar consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2020, dando así cumplimiento a lo establecido en los artículos 87° y 91° de la Ley.

Para la elaboración del presente informe se consideraron las propuestas presentadas por los promotores de proyectos de expansión de la transmisión dentro del plazo establecido al efecto, y los informes enviados por el Coordinador con su propuesta de expansión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 91° de la Ley.

Además, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología establecida en la Resolución Exenta N° 711 de 2017, su posterior modificación mediante la Resolución Exenta N° 675 de 2018, en adelante, “Resolución Exenta N° 711 o “RE N° 711”, y en consideración a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Final contiene un listado de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y un listado de obras de expansión de los sistemas de transmisión zonal. Dentro de estos listados, se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

El presente plan de expansión contiene un total de 54 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 695 millones.

En el caso del Sistema de Transmisión Nacional, se presenta un total de 17 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 489 millones, de las cuales 14 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 131 millones aproximadamente, y 3 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 358 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 37 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 206 millones, de las cuales 30 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 96 millones aproximadamente, y 7 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 110 millones aproximadamente.

No se incluyen en el presente plan de expansión obras correspondientes a sistemas de transmisión para polos de desarrollo, atendido que el Decreto Exento N° 92 de 2018, del Ministerio de Energía, no incluyó polos de desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del segundo semestre de 2023.

3 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietarios	Ejecución
1	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	48	3.394.719	46	Interchile S.A.	Obligatoria
2	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	30	5.719.949	44	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. y Transelec S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	48	2.496.381	49	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Obligatoria
4	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	24	9.561.773	44	AES Gener S.A. y Transelec S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	36	14.780.214	37	Transelec S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	18	1.302.118	47	ENGIE Energía Chile S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	30	10.022.415	33	Transelec S.A.	Obligatoria
8	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)	48	2.804.455	50	Interchile S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	24	2.476.427	47	Parque Eólico El Arrayán SpA	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	48	20.375.438	35	Transelec S.A.	Obligatoria
11	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	36	33.160.866	38	Transelec S.A.	Obligatoria
12	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui	40	16.908.452	34	Transelec S.A.	Obligatoria
13	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	30	4.279.258	37	Transelec S.A.	Obligatoria
14	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)	30	3.946.164	28	Transelec Holdings Rentas Limitada	Condicionada

A continuación, se presenta la descripción de las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional.

3.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, en el tramo que resulta entre el punto de seccionamiento asociado a la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” en la

subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas, de aproximadamente 5 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la ley.

3.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.394.719 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 54.316 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” y “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.3 del presente Informe, respectivamente.

3.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO – KIMAL

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal, de aproximadamente 10 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará

mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 5.719.949 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 91.519 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 500 KV (IM)

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, conectándola en diagonales distintas, y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.3.2 Entrada en operación

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

3.1.3.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.496.381 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 39.942 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” y “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas”, individualizadas en los numerales 3.2.1 y 3.1.1 del presente Informe, respectivamente.

3.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai, de aproximadamente 30 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del o los conductores que la componen, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 660 MVA por circuito a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.4.2 Entrada en operación

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

3.1.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 9.561.773 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 152.988 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

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

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV y de nuevos proyectos en la zona.

La conexión del nuevo banco de transformación en el patio de 500 kV se realizará completando la diagonal asociada al banco de reactores N° 1, mientras que la conexión en 220 kV se realizará en una media diagonal.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.5.2 Entrada en operación

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

3.1.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 14.780.214 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 236.483 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ALGARROBAL 220 KV (IM)

3.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Algarrobal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de futuros proyectos de la zona.

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

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

3.1.6.2 Entrada en operación

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

3.1.6.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.302.118 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20.834 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Don Héctor, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en dicha subestación, con sus respectivos paños de conexión, la cual utilizará dos diagonales con equipamiento híbrido, siguiendo el estándar existente en la subestación, y dos diagonales para la conexión de futuros proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Don Héctor, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.7.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.7.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 10.022.415 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 160.359 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Nueva Pan de Azúcar, cuya configuración corresponde a interruptor

y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, el futuro tendido del segundo circuito y nuevos proyectos en la zona.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.8.2 Entrada en operación

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

3.1.8.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.804.455 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 44.871 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.8.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, individualizadas en los numerales 3.1.10 y 3.2.2 del presente Informe, respectivamente.

3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO 220 KV (BPS+BT)

3.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Don Goyo, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada con barra de transferencia, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca” y nuevos proyectos de la zona. Para lo anterior, se deberán considerar 2 nuevas posiciones por cada sección de barra, debiendo cada circuito de la nueva línea antes mencionada quedar conectada a distintas secciones de barra.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.9.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.9.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.476.427 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 39.623 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”, individualizadas en los numerales 4.2.1, 4.1.1 y 4.1.2 del presente Informe, todas del Sistema B, respectivamente.

3.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM), NUEVO PATIO 500 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nogales, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, un futuro banco de autotransformadores y nuevos proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 500 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barra de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de una diagonal asociado a la conexión de la obra

nueva “Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, y el nuevo equipo de transformación y terreno nivelado para dos futuras diagonales.

Además, el proyecto considera un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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

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

3.1.10.2 Entrada en operación

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

3.1.10.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 20.375.438 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 326.007 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)” y “Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito”, individualizadas en los numerales 3.1.8 y 3.2.2 del presente Informe, respectivamente.

3.1.11 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E ENTRE RÍOS (STATCOM AT)

3.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un STATCOM de ± 200 MVAR en la subestación Entre Ríos 500 kV. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes en el patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde

a interruptor y medio, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de compensación reactiva a la barra ampliada.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.11.2 Entrada en Operación

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

3.1.11.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 33.160.866 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 530.574 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS, CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

3.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, de aproximadamente 79 km de longitud, y la construcción de los nuevos paños de línea en las subestaciones Charrúa y Lagunillas. Este segundo circuito deberá poseer las mismas características técnicas del circuito existente. Además, el proyecto considera el seccionamiento de este segundo circuito en la subestación Hualqui 220 kV, actualmente en construcción, con sus respectivos paños de conexión a las dos medias diagonales asociadas a la obra de ampliación “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” del presente informe.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.12.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 40 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.12.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 16.908.452 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 270.535 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.12.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)”, individualizada en el numeral 4.1.19 del Sistema E del presente Informe.

3.1.13 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – HUALPÉN, TRAMO CONCEPCIÓN - HUALPÉN

3.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, en el tramo comprendido entre los marcos de línea de las subestaciones Concepción y Hualpén, de aproximadamente 11 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 230 MVA a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.13.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.13.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 4.279.258 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 68.468 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.14 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E NUEVA ANCUD (NCER AT)

3.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un reactor trifásico de 50 MVar en la subestación Nueva Ancud 220 kV. El proyecto considera los equipos necesarios para la conexión en configuración interruptor y medio, completando la media diagonal disponible que resulta del proyecto Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 1.16 del artículo primero).

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

3.1.14.2 Entrada en Operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.14.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.946.164 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 63.139 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.14.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 1.16 del artículo primero).

3.2 OBRAS NUEVAS

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional, las que deberán dar inicio de manera inmediata a su licitación, adjudicación y construcción.

Tabla 2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	48	194.462.361	Obligatoria
2	Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	48	155.663.412	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	30	7.519.702	Condicionada

A continuación, se presenta la descripción de las obras nuevas del Sistema de Transmisión Nacional.

3.2.1 NUEVA S/E SECCIONADORA NUEVA LAGUNAS Y NUEVA LÍNEA 2X500 KV NUEVA LAGUNAS – KIMAL

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Nueva Lagunas, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas en las cercanías de la actual subestación Lagunas, con sus respectivos paños de línea y patios en 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 500/220 kV de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Nueva Lagunas, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona hacia la subestación Encuentro, mientras que, hacia la subestación Lagunas, el enlace debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

La configuración de los patios de 500 kV y 220 kV de la subestación Nueva Lagunas corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol para ambos patios. Para el patio de 500 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal y la conexión del transformador de poder 500/220 kV, la cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea, mientras que para el patio de 220 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma, para tres diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea de 2x220 kV Encuentro – Lagunas y la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV, y terreno nivelado para dos futuras diagonales.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 kilómetros desde la subestación Lagunas, en el área ubicada al poniente de la Ruta 5 Norte.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV y, al menos, 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la nueva subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para la línea, de 75 MVAR, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de los circuitos de la línea.

El proyecto incluye también 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.1.2 Entrada en operación

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

3.2.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 194.462.361 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 3.111.398 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas” y “Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.1.1 y 3.1.3 del presente Informe, respectivamente.

3.2.2 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES – NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 500 kV, con tendido del primer circuito y, al menos, 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35° C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Nueva Pan de Azúcar y el nuevo patio de 500 kV de la subestación Nogales, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en ambos extremos de la línea que permitan la compensación de, al menos, el 60% de su reactancia, así como la construcción de dos bancos de reactores shunt para la línea, de 175 MVar, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de la línea.

El proyecto incluye también 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

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

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

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

Por su parte, será de responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.2.2 Entrada en operación

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

3.2.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 155.663.412 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 2.490.615 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)”, individualizadas en los numerales 3.1.10 y 3.1.8 del presente Informe, respectivamente.

3.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

3.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada La Invernada, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, con sus respectivos paños de línea y patio en 220 kV.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación La Invernada, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Invernada corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C

temperatura ambiente con sol, y deberá considerar la construcción de dos medias diagonales para el seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y una media diagonal para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, la cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento, y espacios con terreno nivelado para tres futuras diagonales.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km de la S/E Mulchén siguiendo el tendido de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, dentro de un radio de 3 kilómetros desde dicho punto.

El proyecto incluye también 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

3.2.3.2 Entrada en Operación.

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.2.3.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales.

El V.I. referencial del proyecto es de 7.519.702 de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 120.315 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.2.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “**AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)**”, individualizada en el numeral 4.1.22 del Sistema E del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)”, fijada en el decreto exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” y “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”, fijadas en el decreto exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).

3.2.3.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 3: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada

Instalación	Propietario
Línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Las obras de expansión del Sistema de Transmisión Zonal que se describen a continuación se han dividido por los sistemas zonales definidos en la Resolución Exenta N° 244, de fecha 9 de abril de 2019, que “Aprueba Informe Técnico de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2020-2023”.

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA B

El Sistema B comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Diego de Almagro y Quillota del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 4: Obras de Ampliación del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	36	10.524.634	31	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Obligatoria
2	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	30	5.565.267	43	Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal B.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E LA RUCA 110 KV (BPS+BT), NUEVO PATIO 220 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales y de transferencia, e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación La Ruca, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, un futuro segundo banco de autotransformadores y nuevos proyectos de la zona.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 220 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de cuatro diagonales asociados a la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, el nuevo equipo de transformación 220/110 kV, para un futuro banco de autotransformadores y nuevos proyectos en la zona.

Además, el proyecto considera un banco de autotransformadores 220/110 kV de 150 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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

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

4.1.1.2 Entrada en operación

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

4.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 10.524.634 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 168.394 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle” y “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.2 y 4.2.1, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

4.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV LA RUCA – OVALLE

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, de aproximadamente 18 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del o los conductores que la componen, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 150 MVA por circuito a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 5.565.267 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 89.044 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.1 y 4.2.1, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

SISTEMA D

El Sistema D comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Cerro Navia y Alto Jahuel del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema D de Transmisión Zonal.

Tabla 5: Obras de Ampliación del Sistema D

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	24	4.507.011	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria
2	Ampliación En S/E Quilicura (NTR ATMT)	24	3.979.152	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	24	4.070.784	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria
4	Ampliación En S/E Macul (NTR ATMT)	24	3.696.610	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	24	3.617.783	34	Enel Transmisión Chile S.A.	Obligatoria

A continuación, se presenta la descripción de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal D.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Chicureo mediante la instalación de un nuevo transformador 220/23 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.1.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 4.507.011 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 72.112 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E QUILICURA (NTR ATMT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Quilicura mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de dos celdas de interconexión a las barras de media tensión 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.2.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.979.152 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 63.666 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Recoleta mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de tres celdas de interconexión a las barras de media tensión 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.3.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.3.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 4.070.784 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 65.133 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Macul mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la instalación de nuevas celdas de 12 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, ocho (8) celdas para alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de tres celdas de interconexión a las barras de media tensión 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.4.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.696.610 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 59.146 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (RTR ATMT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Raquel mediante el reemplazo del actual transformador N° 4 de 110/12,5 kV y 22,4 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12,5 kV y 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su

vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12,5 kV, en configuración barra principal y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, la celda de entrada del transformador a la barra principal, la celda de entrada del transformador a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de tres celdas de interconexión a las barras de media tensión 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.5.2 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.617.783 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 57.885 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

El Sistema E comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Temuco del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 6: Obras de Ampliación del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	24	3.150.745	29	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	24	5.543.640	31	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
3	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta	24	695.221	45	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	24	2.932.736	33	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	24	3.017.484	30	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	36	610.427	47	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
7	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	24	3.895.741	27	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
8	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	24	4.170.859	26	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé	24	3.881.947	27	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
10	Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)	30	885.716	47	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	24	2.523.480	32	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	36	1.017.637	47	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
13	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	24	2.951.612	27	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
14	Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)	24	3.043.418	33	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
15	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	24	1.339.850	37	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	36	2.029.322	23	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda (Copelec)	Obligatoria
17	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	36	4.446.390	27	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda (Copelec)	Obligatoria
18	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	24	3.438.292	28	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
19	Ampliación en SE Hualqui 220 kV (IM)	24	1.301.926	47	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
20	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	24	1.217.758	38	Compañía General de Electricidad S.A.	Obligatoria
21	Ampliación En S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	24	2.266.082	33	Empresa Eléctrica de La Frontera S.A.	Obligatoria
22	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)	30	2.870.929	24	CMPC Pacífico	Condicionada

A continuación, se presenta la descripción de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal E.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Isla de Maipo mediante el reemplazo del actual transformador N° 2 de 66/12 kV y 11,2 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/12 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y su respectivo paño de conexión en alta tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar los paños asociados a las líneas 1x66 kV El Monte – Isla de Maipo y 1x66 kV Paine – Isla de Maipo, todas en el extremo de subestación Isla de Maipo, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.1.2 Entrada en operación

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

4.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.150.745 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 50.412 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Punta de Cortés, mediante la instalación de un nuevo transformador 154/66 kV, de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras B1 y B3 e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación Punta de Cortés, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a ambas secciones mencionadas.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.2.2 Entrada en Operación

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

4.1.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 5.543.640 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 88.698 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, en el tramo Punta de Cortés – Puente Alta, de aproximadamente 4,83 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor CU 2 AWG, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 46 MVA a 35° C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.3.2 Entrada en Operación

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

4.1.3.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 695.221 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 11.124 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E REGULADORA RAPEL (NTR ATMT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Reguladora Rapel mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de una de la barra N° 3 e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado.

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. En las respectivas bases de licitación

se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.4.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.932.736 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 46.924 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (NTR ATMT)

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Las Cabras mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras en el extremo de subestación Las Cabras, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración de barra simple.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.5.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.017.484 millones de dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 48.280 mil dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ROSARIO 66 KV (BS)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Rosario, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario”.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.6.2 Entrada en operación

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

4.1.6.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 610.427 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 9.767 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.6.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario”, individualizada en el numeral 4.2.2 del Sistema E del presente Informe.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E MARCHIGÜE (NTR ATMT)

4.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Marchigüe mediante la instalación de un nuevo transformador 66/24-13,8 kV y 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar los paños en 66 kV asociados a los transformadores existentes, junto con los paños asociados a las líneas 1x66 kV Portezuelo – Marchigüe, 1x66 kV Marchigüe – Lihueimo y 1x66 kV Alcones – Marchigüe, todas en el extremo de subestación Marchigüe, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.7.2 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.7.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del proyecto es de 3.895.741 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 62.332 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación La Ronda mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 15 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la sección de barra N°1 (asociada a la conexión de la línea 1x66 kV La Ronda – Tap La Paloma) e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple seccionada, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la sección ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado.

Además, el proyecto contempla completar el paño en 66 kV asociados al transformador existente en 66 kV, junto con los paños asociados a las líneas 1x66 kV San Fernando – La Ronda y 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – La Ronda, así como también la construcción de un nuevo paño para la línea 1x66 kV La Ronda – Tap La Paloma en el extremo de subestación La Ronda, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple seccionada.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.8.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.8.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 4.170.859 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 66.734 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Parronal, mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 15 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la construcción de una nueva barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación existente con su respectivo paño de conexión, el nuevo transformador y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé en dicha subestación con sus respectivos paños de conexión.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, tres (3) paños para nuevos alimentadores.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.9.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.9.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.881.947 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 62.111 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E RAUQUÉN 66 KV (BS)

4.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Rauquén, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén”.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.10.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.10.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 885.716 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 14.171 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén”, individualizada en el numeral 4.2.3 del Sistema E del presente Informe.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Panguilemo mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.11.2 Entrada en operación

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

4.1.11.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.523.480 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 40.376 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E LINARES 154 KV (BS)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barra principal e instalaciones comunes del patio de 154 kV de la subestación Linares, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares”.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.12.2 Entrada en operación

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

4.1.12.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.017.637 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 16.282 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora Llepú y Nueva Línea 2x154 kV Llepú – Linares”, individualizada en el numeral 4.2.4 del Sistema E del presente Informe.

4.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Hualte mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 10 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores y el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado.

Además, el proyecto contempla completar el paño asociado a la línea 1x66 kV Cocharcas – Hualte, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, junto con la extensión de la barra, plataforma e instalaciones comunes de 66 kV de la subestación Hualte, en una posición, de manera de permitir la conexión de la línea establecida en la obra “

Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte”.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.13.2 Entrada en operación

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

4.1.13.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.951.612 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 47.226 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.13.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “

Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 kV Itata – Hualte”, individualizada en el numeral 0 del Sistema E del presente Informe.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Monterrico mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV y 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple y barra de transferencia, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 13,8 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro (4) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño de conexión de compensación capacitiva.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.14.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.14.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.043.418 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 48.695 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado, de aproximadamente 2 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor AAAC Butte por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.15.2 Entrada en operación

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

4.1.15.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.339.850 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 21.438 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Quilmo II, cuya configuración corresponde a barra simple, para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, con sus respectivos paños de conexión, la conexión de la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, y un futuro proyecto de transmisión de servicio público.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Quilmo II, manteniendo al menos, las características

técnicas de la línea de transmisión que se secciona, considerando las especificaciones técnicas de la obra “Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán”, fijada en el Decreto Exento N°198 de 2019, del Ministerio de Energía, en su numeral 2.5.21.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.16.2 Entrada en operación

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

4.1.16.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.029.322 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 32.469 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.16.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira”, y “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, individualizadas en los numerales 4.1.17, y 4.2.7 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

4.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 33 KV (BS), NUEVO PATIO 66 KV (BP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 33 kV de la subestación cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación 66/33 kV.

Adicionalmente, el proyecto incluye la construcción de un nuevo patio de 66 kV, en configuración barra principal con barra de transferencia, con una capacidad de barra de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barra y plataforma para la construcción de cinco posiciones, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira, con sus respectivos paños de conexión, el nuevo equipo de transformación 66/33 kV, un paño acoplador de barra, la obra nueva “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II” y espacio con terreno nivelado para dos futuros paños para nuevos proyectos de la zona.

Además, el proyecto considera un nuevo transformador 66/33 kV de 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

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

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

4.1.17.2 Entrada en operación

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

4.1.17.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 4.446.390 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 71.142 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo” y “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II”, individualizadas en los numerales 4.1.16 y 4.2.7 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

4.1.17.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.

El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 7: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira

Instalación	Propietario
1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Compañía General de Electricidad S.A.

4.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Perales mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y 25 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la ampliación de barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador a la barra ampliada.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 15 kV, en configuración barra simple y barra de transferencia, contemplándose la construcción de, al menos, tres (3) paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño seccionador de barras.

Además, el proyecto contempla completar los paños asociados a las líneas 1x66 Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales, ambas en el extremo de subestación Perales, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente, y manteniendo su configuración en barra simple

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.18.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.18.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 3.438.292 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 55.013 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E HUALQUI 220 KV (IM)

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Hualqui, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra de ampliación “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, conectándola en diagonales distintas, y nuevos proyectos en la zona.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.19.2 Entrada en operación

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

4.1.19.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.301.926 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 20.831 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.20 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, de aproximadamente 2,5 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor Cu 1/0 AWG por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.

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

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.20.2 Entrada en operación

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

4.1.20.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 1.217.758 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 19.484 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.21 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

4.1.21.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Bárbara mediante el reemplazo del actual transformador de 66/13,8 kV y 5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) celdas para alimentadores y la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionada.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.21.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.21.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.266.082 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 36.257 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)

4.1.22.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Celulosa Pacífico, cuya configuración corresponde a barra simple, para una nueva posición, de manera de permitir la conexión de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe, con su respectivo paño de línea.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.22.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.1.22.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.870.929 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 45.935 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.22.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Seccionadora La Invernada”, individualizada en el numeral 3.2.3 del Sistema E del presente informe, a la adjudicación de la obra de ampliación “Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)”, fijada en el Decreto Exento N° 171, de 2020, del Ministerio de Energía (numeral 2.5.10 del artículo primero) y a la adjudicación de las obras “Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” y “Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu”, fijadas en el Decreto Exento N° 185, de 2020, del Ministerio de Energía (numerales 2.8 y 2.9 del artículo primero, respectivamente).

4.1.22.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 8: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)

Instalación	Propietario
S/E Celulosa Pacífico	CMPC Celulosa

SISTEMA F

El Sistema F comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Temuco y Quellón del Sistema Eléctrico Nacional.

El siguiente cuadro presenta la obra de ampliación necesaria para el Sistema F de Transmisión Zonal.

Tabla 9: Obras de Ampliación del Sistema F

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Vida Útil años	Propietario	Ejecución
1	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	24	2.850.224	29	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

A continuación, se presenta la descripción de la obra de ampliación del sistema de transmisión zonal F.

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Pichirropulli mediante el reemplazo del actual transformador N° 1 de 66/13,2 kV y 5 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/23 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, dos (2) paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador antes mencionado y la construcción de un paño para el seccionador de barras.

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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

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

4.1.1.2 Entrada en operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 24 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley

4.1.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 2.850.224 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 45.604 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA B

El siguiente cuadro presenta la obra nueva de expansión necesaria para el Sistema B de Transmisión Zonal.

Tabla 10: Obra Nueva del Sistema B

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	36	21.868.885	Obligatoria

A continuación, se presenta la descripción de la obra nueva del sistema de transmisión zonal B.

4.2.1 NUEVA LÍNEA 2X220 KV DON GOYO – LA RUCA

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 170 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Don Goyo y el nuevo patio de 220 kV de la subestación La Ruca, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones, y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así como también el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será de responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus

propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.1.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.1.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 21.868.885 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 349.902 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)”, “Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle”, individualizadas en los numerales 3.1.9, 4.1.1 y 4.1.2, ambas del Sistema B del presente Informe, respectivamente.

SISTEMA E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesarias para el Sistema E de Transmisión Zonal.

Tabla 11: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo meses	V.I. Referencial USD	Ejecución
1	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	36	20.506.705	Obligatoria
2	Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	30	17.569.061	Obligatoria
3	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	36	26.601.129	Obligatoria
4	Nueva Subestación Seccionadora Buli	30	9.860.828	Obligatoria
5	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte	36	8.613.569	Obligatoria
6	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	36	5.175.891	Obligatoria

A continuación, se presenta la descripción de las obras nuevas del sistema de transmisión zonal E.

4.2.2 NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Totihue, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 220/66 kV de 90 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Totihue, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Totihue corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, la conexión del transformador de poder 220/66 kV, el cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la conexión de la línea 2x66 kV Totihue – Rosario, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 47 km al sur de la subestación Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV, y al menos, 80 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Rosario y la nueva subestación seccionadora Totihue, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos.

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.2.2 Entrada en operación

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

4.2.2.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 20.506.705 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 328.107 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.6 del Sistema E del presente Informe.

4.2.3 NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV BUENAVISTA – RAUQUÉN

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buenavista, mediante el seccionamiento de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, con sus

respectivos paños de línea y patios en 154 kV, 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad y un transformador de 66/15 kV de 30 MVA de capacidad, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en sus niveles de tensión correspondientes.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Buenavista, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Buenavista corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cuatro posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño seccionador de barras, la construcción de un paño acoplador y espacio con terreno nivelado para dos posiciones futuras.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cinco posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la conexión del transformador 66/15 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén, la construcción de un paño acoplador y espacio en terreno nivelado para dos posiciones futuras.

Además, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose, al menos, cuatro (4) celdas para alimentadores, la celda para la conexión del transformador de 66/15 kV antes mencionado, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 23 km al norte de la subestación Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, dentro de un radio de 2 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 75 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Rauquén y la nueva subestación seccionadora Buenavista, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos.

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.3.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 17.569.061 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 281.105 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Rauquén 66 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.10 del Sistema E del presente Informe.

4.2.4 NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Llepu, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV y 154 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un

banco de autotransformadores de 220/154 kV de 300 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Llepu, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Llepu corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián y la conexión del transformador de poder, el cual completará una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento y terreno nivelados para dos futuras diagonales.

Por su parte, la configuración del patio de 154 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares, la conexión del banco de autotransformadores, el cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 27 km al sur de la subestación Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km respecto de ese punto.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 154 kV y, al menos, 197 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito, entre la subestación Linares y la nueva subestación seccionadora Llepu, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos.

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

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

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.4.2 Entrada en operación

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

4.2.4.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 26.601.129 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 425.618 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)”, individualizada en el numeral 4.1.12 del Sistema E del presente Informe.

4.2.4.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra nueva del Sistema de Transmisión Zonal E descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la ley.

El proyecto interviene la siguiente instalación del sistema de transmisión dedicado.

Tabla 12: Instalación dedicada intervenida en el proyecto Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares

Instalación	Propietario
1x220 kV Ancoa – San Fabián	Sistema de Transmisión del Centro S.A.

4.2.5 NUEVA S/E SECCIONADORA BULI

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación seccionadora, denominada Buli, mediante el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x66 kV Parral – Cocharcas, en el tramo San Carlos – Tap Ñiquén, con sus respectivos paños de línea y patios en 154 kV y 66 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador de 154/66 kV de 75 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de las líneas mencionadas, manteniendo al menos, las características técnicas de la línea en 154 kV, mientras que, para la línea de 66 kV, el enlace debe poseer un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 46 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

La configuración del patio de 154 kV de la subestación Buli corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 400 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x154 kV Parral - Monterrico, la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Por su parte, la configuración en el patio de 66 kV corresponderá a barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barras y plataformas para seis posiciones, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas , la conexión del transformador de poder 154/66 kV, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

El proyecto deberá considerar espacio con terreno nivelado para un futuro patio de media tensión.

La subestación se deberá emplazar aproximadamente a 29 km al sur de la subestación Parral siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, dentro de un radio de 3 km desde ese punto.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases

de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos.

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

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación, deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras. A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que logre dicho objetivo.

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

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.5.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 30 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.5.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 9.860.828 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 157.773 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.6 NUEVA S/E ITATA Y NUEVA LÍNEA 1X66 KV ITATA – HUALTE

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Itata, con patios de 66 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/23 kV de 20 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación Itata corresponderá a barra principal y barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 300 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol; y deberá considerar espacio en barra y plataforma para cinco posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/23 kV, la conexión de la nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose al menos, dos (2) paños para alimentadores y la conexión del transformador de poder 66/23 kV antes mencionado.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto a la actual subestación Quirihue.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 66 kV y, al menos, 46 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Itata y la subestación Hualte, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye también 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 protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos.

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

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

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también

como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto. En este sentido, es de responsabilidad y costo de los propietarios de las instalaciones existentes efectuar las adecuaciones que se requieran en ellas producto de las obras nuevas, y que no se encuentren incorporadas en el alcance del presente proyecto.

4.2.6.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.6.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 8.613.569 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 137.817 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.6.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)”, individualizada en el numeral 4.1.13 del Sistema E del presente Informe.

4.2.7 NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA – QUILMO II

4.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 1x66 kV entre la subestación Quilmo II y el nuevo patio de 66 kV de la subestación Santa Elisa, con capacidad de, al menos, 90 MVA a 35° C temperatura ambiente con sol. El proyecto considera los respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como sistemas de comunicaciones, teleprotecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra, pruebas de los nuevos equipos y modificaciones estructurales y de ferretería, si estas son necesarias. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

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

4.2.7.2 Entrada en Operación

El Proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.7.3 Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del Proyecto es de 5.175.891 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El COMA referencial se establece en 82.814 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo” y “Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira”, individualizadas en los numerales 4.1.16 y 4.1.17 del presente Informe, todas del Sistema E, respectivamente.

5 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Con el propósito de conformar los valores que resultarán en la remuneración mensual de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que se ven afectas o resulten propietarias de alguna obra contenida en el presente Plan de Expansión Anual de la Transmisión, es que se establecen las siguientes fórmulas de indexación, las cuales, con oportunidad de la elaboración de los informes de adjudicación a los que hace referencia el artículo 96° de la Ley, deberán ser aplicadas a aquellos proyectos que resulten adjudicados como resultado del o los procesos de licitación llevados a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional.

De esta forma, las fórmulas de indexación aplicables a la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.), Costos de Operación y Mantenimiento (C.O.M.A.) y Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta (A.E.I.R) de los proyectos descritos anteriormente, son las siguientes:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$
$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$
$$AEIR_{n,k} = AEIR_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \left(\frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k} \right)$$

Donde, para las fórmulas anteriores:

- a) $AVI_{n,k}$: Anualidad del Valor de Inversión de la obra n para el mes k.
- b) $COMA_{n,k}$: Costo de Operación y Mantenimiento de la obra n para el mes k.
- c) $AEIR_{n,k}$: Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta de la obra n para el mes k.
- d) IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- e) DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- f) CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
- g) T_k : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a contribuyentes sujetos al artículo 14 letra B) de la Ley sobre Impuesto a la Renta, en el segundo mes anterior al mes k.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 47 del Decreto N° 10 de 2019 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración



de las instalaciones de Transmisión, no corresponderá la aplicación del A.E.I.R. a las Obras Nuevas.

Respecto al subíndice 0 de las fórmulas anteriores, éste corresponde al del segundo mes anterior al mes del último día de recepción de las ofertas económicas según se establezca en las Bases de Licitación elaboradas por el Coordinador Eléctrico Nacional, con el fin que, al último mes de la presentación de las ofertas económicas, la aplicación de las fórmulas de indexación para el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. dé como resultado el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. ofertado.

Para efectos de la remuneración a la que se hace referencia al principio de este capítulo, se entiende que la periodicidad de actualización del A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. será mensual.

6 METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Para la elaboración del presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión, la Comisión aplicó lo establecido en la Ley y en la metodología contenida en la RE N°711. A continuación, se detalla la metodología.

6.1 OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 87° de la Ley, el presente proceso de planificación de la transmisión tuvo en consideración los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el sistema eléctrico, razón por la cual el ejercicio de planificación se realizó considerando los siguientes criterios establecidos en el mismo artículo 87° de la Ley:

- 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 hidrológicas 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° de la Ley; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Asimismo, el proceso de planificación contempló las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, considerando la información sobre criterios y variables medioambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, las que fueron determinadas de acuerdo a lo indicado en el artículo 87° de la Ley y la metodología señalada en la Resolución Exenta N° 711, así como también se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, y particularmente lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

6.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de 20 años, con fecha de inicio en el mes de abril del 2020.

6.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 87° de Ley y en la Resolución Exenta N° 711, la Comisión consideró para la elaboración del presente Plan de Expansión los siguientes antecedentes:

6.3.1 CRITERIOS Y VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES Y OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en la Resolución Exenta N° 711, en el presente plan se consideró la **información sobre criterios y variables ambientales y territoriales** proporcionados por el Ministerio de Energía en el Informe remitido mediante Oficio Ord. N° 375, de 26 de marzo de 2020, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el Proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2020”, en adelante: “Informe VAT 2020”. Dicho informe tuvo a la vista diversos insumos, tales como los Planes Energéticos Regionales (PER), la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y su Informe de Actualización de Antecedentes 2020 (IAA 2020); la Guía de Orientación para los Estudios de Franjas de Transmisión Eléctrica y el Estudio de Cuencas, así como también los Modelos de Análisis Espacial REC (restricciones, exclusiones y condiciones) y TAT (variables técnicas, ambientales y territoriales).

A continuación, se presentan dos figuras que resumen el conjunto de variables ambientales (Figura 6-1) y territoriales (Figura 6-2) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2020.

Figura 6-1: Variables ambientales consideradas en el Informe VAT 2020

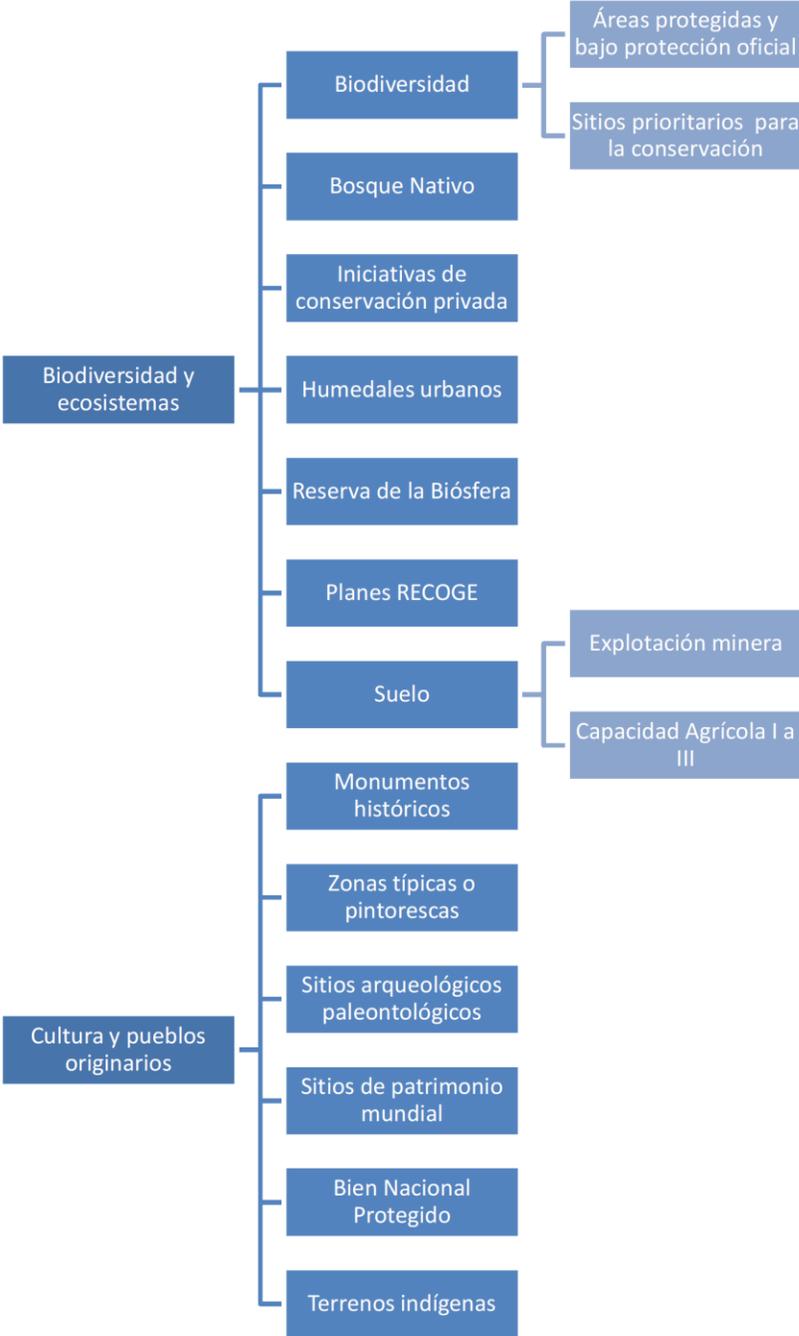
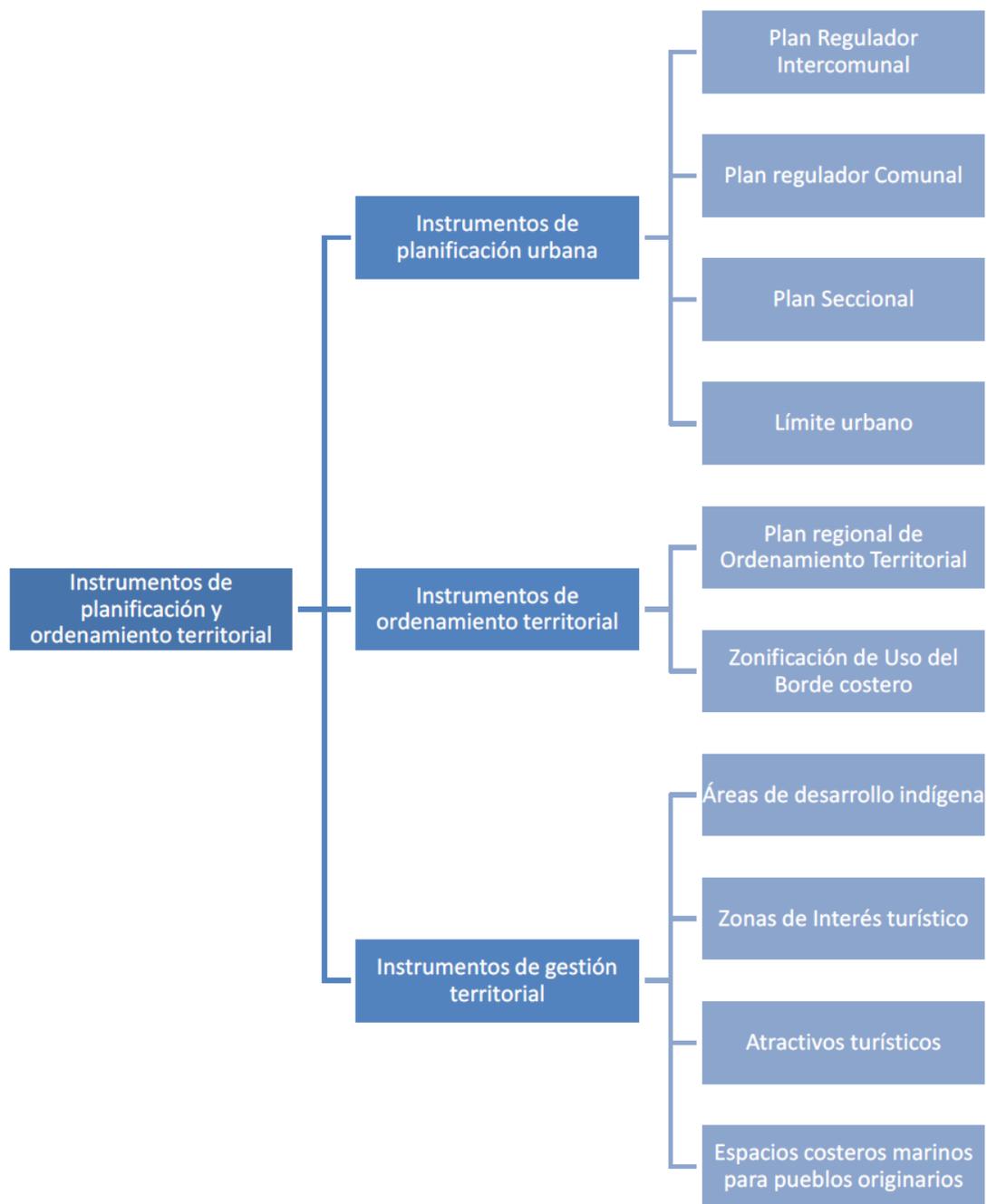


Figura 6-2: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2020



La información anterior se utilizó en la etapa “Análisis Técnico Económico de los Proyectos de Expansión”, regulada en el artículo 21° de la RE N° 711, superponiendo la información de infraestructura energética instalada en el territorio nacional (generación, transmisión, etc.) a los distintos niveles de información asociados a las variables ambientales y territoriales antes mencionadas, para luego utilizar el resultado de dicha superposición como referencia respecto al emplazamiento de tales elementos existentes. Este proceso se realizó de manera iterativa,

en función de las características de cada uno de los proyectos y variables analizadas en el presente proceso, buscando minimizar la interacción entre ellos, de manera de viabilizar el emplazamiento y ejecución de los proyectos.

Por su parte, se consideraron los **objetivos de eficiencia energética** contenidos en el IAA 2020 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de penetración de eficiencia energética: (i) un escenario base, que aplica para las trayectorias de demanda baja y media, en el cual se considera el escenario de referencia utilizado para construir la meta de carbono neutralidad¹ y que toma como principales medidas aquellas contenidas en la ley de eficiencia energética, recientemente aprobada, y (ii) un escenario de alta penetración de medidas de eficiencia, el que aplica al escenario de demanda alta, y que también responde fuertemente a la meta de carbono neutralidad.

6.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La metodología a utilizar en la elaboración de la proyección de demanda para el proceso de planificación de la transmisión se encuentra definida en los artículos 10° y 11° de la Resolución Exenta N° 711, en los cuales se señalan dos antecedentes principales a utilizar para la conformación de los escenarios de demanda. Así, para los primeros 10 años del horizonte de planificación, la RE 711 establece que debe utilizarse la proyección de demanda contenida en los instrumentos que la Comisión elabora, mientras que para los años siguientes se deberán utilizar las proyecciones de demanda contenidas en los escenarios energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.

No obstante lo señalado en el párrafo precedente, así como lo indicado en los citados artículos de la RE N° 711, para el presente Informe Técnico se utilizó una proyección de demanda que fue construida en base a los insumos señalados previamente, pero incorporando consideraciones adicionales a las indicadas en dicho instrumento.

Esta medida excepcional se tomó en atención a los efectos que ha tenido la situación de contingencia sanitaria (producida por la pandemia de Covid-19) sobre la demanda eléctrica y las distintas variables que se utilizan para elaborar las proyecciones de la misma, generando una situación de excepcionalidad respecto de lo contemplado en la RE N° 711.

De esta forma, para los primeros años del horizonte de planificación corresponde utilizar los antecedentes contenidos en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de Corto Plazo, en particular, el correspondiente al segundo semestre de 2020, el cual fue aprobado mediante Resolución Exenta N° 304 de 7 de agosto de 2020². De dicho informe se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas tanto a clientes regulados como libres. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y

¹ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

² Es necesario indicar que esta Comisión estimó necesario actualizar los antecedentes de demanda respecto a los señalados inicialmente en el artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, debido a que esta proyección recoge de mejor manera las variaciones de demanda que ha sufrido el sistema producto de eventos sociales y la pandemia por Covid-19, que afecta principalmente a los primeros años del proceso de Planificación de la Transmisión. La actualización de antecedentes se realizó en conformidad a lo establecido en artículo 13° de la Resolución Exenta N° 711.

libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). El detalle de la construcción de estas trayectorias de demanda se desarrolla en el Anexo indicado en el numeral 13 del presente informe.

Finalmente, La demanda utilizada en los análisis se muestra a continuación:

Tabla 13: Demanda de energía del SEN

Año	Demanda Baja (GWh)	Demanda Media (GWh)	Demanda Alta (GWh)
2020	68.531	68.531	68.531
2021	71.546	71.546	71.546
2022	73.294	73.294	79.737
2023	74.793	79.147	81.538
2024	76.579	80.773	87.194
2025	78.352	86.179	90.931
2026	80.175	89.637	91.731
2027	81.954	90.354	93.707
2028	83.860	91.803	93.781
2029	85.691	91.914	96.815
2030	87.138	94.348	98.679
2031	88.808	96.416	102.077
2032	90.552	99.343	106.329
2033	92.574	101.404	109.018
2034	94.686	103.684	112.896
2035	97.020	106.427	119.156
2036	99.270	109.336	123.186
2037	101.552	112.353	129.200
2038	103.749	115.882	134.046
2039	105.969	119.313	139.126

Para la localización de la demanda, se utilizó la información contenida en el Informe de previsión de demanda eléctrica 2019-2039³ y se complementó con los antecedentes de los medidores de facturación informados por el Coordinador.

Respecto a los crecimientos de demanda para los últimos 10 años de simulación, teniendo en consideración que se están utilizando tasas globales de crecimiento, se advierte un desacople entre las demandas de grandes clientes industriales y las capacidades de los sistemas dedicados que los abastecen, situación que resulta especialmente relevante cuando este fenómeno se produce en sistemas de transmisión dedicados que se encuentran enmallados con el Sistema de Transmisión Nacional, pudiendo producirse restricciones de transmisión motivadas por esta proyección de demanda indicativa, afectando a todo o una parte del sistema de transmisión de servicio público.

³ Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/prevision-de-demanda-electrica/>

Dado lo anterior, se relocalizaron los crecimientos de demanda obtenidos mediante la aplicación de tasas de crecimiento determinadas mediante proyecciones globales, definidas en la PELP, las que actúan por sobre los crecimientos informados por las empresas. Estos crecimientos de demanda se presentan a partir del año 2029, amplificando las demandas de grandes clientes mineros ubicados en la zona del norte del país.

Lo anterior se traduce en modificar únicamente la ubicación de dicha demanda de energía, la que originalmente se encontraba localizada en los nodos en donde actualmente se ubican los grandes consumos mencionados, trasladándolos a nodos del Sistema de Transmisión Nacional.

Esto tiene por objeto no introducir distorsiones exógenas en la distribución de flujos de potencia en zonas específicas del sistema, las que podrían generar la aparición de energía no suministrada de manera sistemática y creciente en el horizonte de análisis. Se debe indicar que el movimiento de demanda considera las zonas del país en las cuales se desarrolla el cliente industrial, y en ningún caso modifica los montos de energía indicados en la Tabla 13.

6.3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Corresponde a las obras de transmisión decretadas en planes de expansión anteriores, los proyectos de generación y transmisión que hayan sido declarados en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo a lo señalado en el numeral 4 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711⁴.

6.3.3.1 Proyectos de Transmisión Decretados en Planes de Expansión

En el presente proceso de planificación fueron consideradas las obras del Sistema de Transmisión Nacional contenidas en los siguientes decretos de expansión:

1. Decreto Exento N° 115 del Ministerio de Energía, de 2 de mayo de 2011, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras necesarias para el abastecimiento de la demanda.
2. Decreto Exento N° 82 del Ministerio de Energía, de 29 de febrero de 2012, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Siguietes.
3. Decreto Exento N° 310 del Ministerio de Energía, de 29 de julio de 2013, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes y fija valores de inversión referenciales para nuevos procesos de licitación de obras que indica.
4. Decreto Exento N° 201 del Ministerio de Energía, de 4 de junio del 2014, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

⁴ El artículo 11° N° 4 de la Resolución Exenta N° 711 establece que los proyectos comprometidos son aquellos "...que hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres, en contratos de largo plazo, que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del proceso de planificación".

Troncal para los doce meses siguientes y fija valor de inversión referencial para nuevo proceso de licitación de obra que indica.

5. Decreto Exento N° 158 del Ministerio de Energía, de 16 de abril de 2015, y sus modificaciones posteriores, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
6. Decreto Exento N° 373 del Ministerio de Energía, de 16 de mayo de 2016, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes.
7. Decreto Exento N° 422 del Ministerio de Energía, de 9 de agosto de 2017, que Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional para los doce meses siguientes.

Asimismo, fueron consideradas las obras de expansión de los sistemas de transmisión zonal contenidas en el siguiente decreto:

1. Decreto Exento N° 418 del Ministerio de Energía, de 4 de agosto de 2017, y sus modificaciones posteriores, que Fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

Por último, fueron consideradas las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y de los sistemas de transmisión zonal contenidas en los siguientes decretos:

1. Decreto Exento N° 293, del Ministerio de energía, del 29 de octubre de 2018, y sus posteriores modificaciones, que 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.
2. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de energía, del 3 de enero de 2019, y sus posteriores modificaciones, que 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, correspondientes al Plan de Expansión del año 2017.
3. Decreto Exento N° 198, del Ministerio de energía, del 05 de agosto de 2019, que 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.
4. Decreto Exento N° 231, del Ministerio de energía, del 27 de agosto de 2019, que 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, correspondientes al Plan de Expansión del año 2018.
5. Decreto Exento N° 163, del Ministerio de energía, del 01 de septiembre de 2020, que revoca parcialmente Decreto N° 231 Exento, de 2019, del Ministerio de Energía, que 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, en lo referido a la obra que indica
6. Decreto Exento N° 171, del Ministerio de energía, del 07 de septiembre de 2020, que 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.

-
7. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de energía, del 24 de septiembre de 2020, que 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, correspondientes al Plan de Expansión del año 2019.

Finalmente, es del caso señalar que para la elaboración del presente informe técnico se adoptaron supuestos en relación a la obra contenida en el Decreto N°231/2019, en atención a lo dispuesto en el Decreto N°163/2020.

Al respecto, un supuesto relevante consiste en la fecha de entrada en operación de la obra de expansión denominada "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", la que se ha estimado para el mes de diciembre de 2028.

Adicionalmente, dados los requisitos contenidos el Decreto N°231/2019, y que no son modificados por el Decreto N°163/2020, esta Comisión ha supuesto la capacidad mínima que señala para la línea de transmisión el Decreto N°231/2019, esto es, 2.000 MW por polo, mientras que para las estaciones convertoras, se ha supuesto una capacidad superior a lo allí indicado, de modo de alcanzar los 1.500 MW de capacidad de transmisión por cada polo, totalizando una capacidad de transmisión del bipolo equivalente a 3.000 MW. Este último supuesto coincide con lo que el Coordinador Eléctrico Nacional ha indicado como capacidad de transmisión para el proyecto que se encuentra pronto a iniciar su proceso de licitación, de acuerdo a las presentaciones que ha realizado a la industria y al público en general.

En todo caso, los supuestos anteriormente indicados serán revisados con motivo de las siguientes entregas de este informe técnico, en función de las características definitivas del proyecto a licitar, así como la compatibilidad de los tiempos propios del proceso de planificación

6.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se han considerado como antecedente para el presente plan de expansión aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 64 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, las que se singularizan en la misma resolución.

6.3.3.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación "comprometidos", esto es, que sus titulares hayan suscrito contratos de suministro en los respectivos procesos de licitación de suministro para clientes regulados a partir del proceso 2015/01 (adjudicados al 2016), y aquellos proyectos comprometidos para el suministro de clientes libres en contratos de largo plazo que se hayan acreditado ante la Comisión al inicio del presente proceso de planificación.

En consecuencia, en este plan se consideraron los proyectos comprometidos en la licitación de suministro 2013/03, 2015/01 y en la licitación del año 2017 (2017/01 y 2017/02), los que se detallan a continuación:

Tabla 14: Proyectos de generación comprometidos

Tipo	Nombre	Fecha de Ingreso
Solar	Sol del Loa fase I	dic-22
Solar	Sol del Loa fase II	dic-23
Solar	CEME1	dic-23
Termosolar	CSP Atacama 1	jul-20
Eólica	Tolpán Sur	oct-20
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones II	ene-21
Solar	Parque Solar San Pedro	dic-20
Eólica	Parque Eólico Cabo Leones III	dic-20
Eólica	Caman	ene-22
Eólica	Cerro Tigre	jul-21
Eólica	Tchamma	jul-21
Solar	Escondido	ene-21
Eólica	Alena	ene-21
Eólica	Ckani	oct-21
Solar	Valle Escondido	ene-21
Solar	Pampa Tigre	ene-21
Eólica	Puelche Sur	ene-21
Eólica	Llanos del Viento	ene-21
Solar	Meseta de Los Andes	dic-21
Solar	Sol de Los Andes	dic-20
Eólico	La Estrella	dic-20
Eólica	Lomas de Duqueco	nov-20
Eólica	Parque Eólico Malleco	nov-20
Eólica	Parque Eólico Malleco II	nov-20
Eólica	Parque Eólico Negrete	nov-20
Solar	Parque Solar Punta del Viento	dic-23
Eólica	Parque Eólico San Rarínco	dic-23
Solar	Sol de Vallenar - Fase II	dic-23
Eólica	Parque Eólico Punta de Talca	may-23
Solar	Atacama Solar - Fase II	abr-20

6.3.4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Como ya se indicó en la introducción del presente Informe, en conformidad a lo señalado en el artículo 87° de la Ley, la Comisión deberá considerar en el proceso de planificación de la transmisión la PELP que desarrolle el Ministerio y sus respectivas actualizaciones.

En vista de lo anterior, esta Comisión ha considerado el “Informe de Actualización de Antecedentes 2020 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022⁵”, en

⁵ Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf

adelante e indistintamente “IAA 2020”, emitido en diciembre de 2020 por el Ministerio de Energía, el cual tiene como objetivo actualizar la información contenida en el Decreto Exento N° 92 del Ministerio de Energía, de 9 de marzo de 2018, que aprueba Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022.

En concreto, y en conformidad a lo que se establece en el artículo 11° número 5 de la RE N° 711, la consideración de la PELP en el proceso de planificación se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT). En este sentido, el artículo 11° de la resolución citada, en su numeral 5, establece que:

“5. Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión: corresponderá a los escenarios que se obtengan para todo el horizonte de análisis que se haya definido para el proceso de planificación, utilizando la capacidad de expansión de generación por cada Escenario Energético de la Planificación Energética. La Comisión evaluará cada uno de estos escenarios, y definirá aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios contenidos en la Planificación Energética, ajustándolos proporcionalmente a la diferencia en la proyección de demanda de energía eléctrica que se ha establecido según lo dispuesto en los numerales 2 y 3 precedentes, respecto de la determinada en la Planificación Energética. Adicionalmente, se determinará la ubicación de las centrales de generación que se establezcan en los respectivos Escenarios Energéticos antes mencionados, mediante la distribución en las distintas barras del Sistema Eléctrico de acuerdo a la información disponible de los proyectos en estudio y criterios de factibilidad técnica y posible materialización, los montos globales de generación, incluyendo montos asociados a proyectos de medios de generación distribuida conectados en las propias barras de media tensión”.

De la norma recién citada se desprende que le corresponde a la Comisión evaluar cada uno de los Escenarios Energéticos de la PELP y definir aquellos que permitan recoger o contener todas las variables y criterios de los escenarios intermedios de dicho instrumento de planificación.

La PELP establece cinco escenarios energéticos equiprobables, los cuales se construyen a partir de los siguientes seis factores: (i) disposición social para proyectos, (ii) demanda energética, (iii) cambios tecnológicos en almacenamientos en baterías, (iv) costos de externalidades ambientales, (v) costos de inversión de tecnologías renovables y (vi) precio de combustibles fósiles.

Es importante señalar que en el IAA 2020, dentro del factor “disposición social de proyectos”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización Energética, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024⁶ (1.731 MW), el cese total de la generación eléctrica en base a carbón al año 2040 y la carbono neutralidad al año 2050. De esta forma, para dar cuenta de las posibles trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón, se generaron tres posibles tendencias, las que fueron asociadas a cada uno de los Escenarios Energéticos en forma particular.

⁶ Actualizado a mayo de 2020, de acuerdo con lo indicado en el IAA 2020 de la PELP.

Considerando estos factores y variables de análisis, se obtienen diferentes planes de obra de generación para cada uno de los cinco EE definidos en la PELP, los cuales ya incorporan los factores y variables previamente señalados, en especial, la disposición social para proyectos, los cambios tecnológicos en almacenamientos de baterías y costos de externalidades ambientales.

Del análisis de la PELP en cuanto a la aplicación de los factores mencionados en el párrafo anterior, se concluyó que los cinco Escenarios Energéticos presentan características distintas, que no permiten agrupar o subsumir un escenario en otro, o establecer escenarios intermedios que recojan todas las variables, en especial, tomando en consideración la proyección de combustibles para todo el horizonte de planificación⁷ y la intensidad de descarbonización asociada a cada escenario. Cabe destacar que las tendencias que considera la PELP respecto a las principales variables y factores ya señalados son consistentes con los estudios y antecedentes que maneja actualmente la Comisión respecto de las mismas variables y factores.

En consecuencia, esta Comisión estimó que se deben considerar los cinco Escenarios Energéticos definidos en la PELP, en especial, para dar cumplimiento al mandato de asegurar que la transmisión no sea un obstáculo para el desarrollo de cualquiera de estos escenarios, tal como lo señala la letra c) del artículo 87° de la Ley.

Posteriormente, para la conformación de los cinco EGPT, esta Comisión consideró el parque de generación existente, la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP.

Con lo anterior, se procedió a realizar un ajuste de la oferta de generación con respecto a la demanda, toda vez que la proyección de demanda de largo plazo utilizada por la PELP debe ser ajustada respecto de los valores proyectados por esta Comisión, de acuerdo con los antecedentes y criterios a que se refieren los numerales 6.3.2y 6.3.3.

Para efectos de lo anterior el Ministerio de Energía proporcionó a la CNE la formulación de los escenarios de generación resultantes del IAA 2020 de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software⁸ con el cual el Ministerio de Energía realiza la proyección de la oferta de generación en el IAA 2020, pero adaptando la modelación⁹ en los principales elementos que diferencian las simulaciones desarrolladas en el proceso PELP y la planificación de la transmisión, de modo de mejorar la consistencia entre los resultados obtenidos en dichos procesos.

Por último, esta Comisión verificó el cumplimiento de los requerimientos de energía renovable no convencional incorporados a la Ley General de Servicios Eléctricos en virtud de la Ley N° 20.698, respecto de los cinco EGPT que resultaron de los ajustes antes mencionados.

⁷ En especial, téngase presente la modificación introducida por la Resolución Exenta N° 675 de 2018 al artículo 11° número 1 de la Resolución Exenta N° 711 de 2017, en cuanto a la proyección de precios de combustibles.

⁸ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

⁹ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

A continuación, se explican en mayor detalle los ajustes y criterios utilizados por esta Comisión para determinar los EGPT.

6.3.4.1 Ajuste por demanda

Como se indicó previamente, para el presente proceso de planificación de la transmisión, el ajuste por demanda se realizó mediante el uso de un modelo de optimización de inversiones de generación-transmisión, el cual permite determinar los montos y tecnologías de generación óptimos, así como refuerzos referenciales del sistema de transmisión, mediante una optimización conjunta de estas variables.

De esta forma, a partir de la base de datos facilitada por el Ministerio, correspondiente al IAA 2020, se procedió a ajustar una serie de características del parque de generación inicial (base), y también se cargaron las trayectorias de demanda y combustibles a utilizar en el proceso de planificación de la transmisión, para obtener así una mayor consistencia entre el proceso de ajuste del parque generador y las simulaciones desarrolladas en el resto del proceso de expansión de la transmisión.

Tras realizar los ajustes indicados en el párrafo anterior se procedió a ejecutar el software de optimización de inversiones, obteniendo Escenarios de Generación para la Transmisión (EGPT) preliminares (primer ajuste por demanda). Los resultados de este primer ajuste por demanda se resumen en la Tabla .

Tabla 15: Potencia instalada (MW) PELP y EGPT preliminares (primer ajuste por demanda)

2020-2039	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	12.443	21.992	20.775	9.415	28.325
EGPT Preliminar	18.435	22.746	17.676	11.391	28.104
Diferencia	5.992	754	-3.100	1.976	-222

A continuación, se incorporan los resultados del primer ajuste por demanda al software indicado en el numeral 6.4.1 del presente Informe y se simulan cada uno de los EGPT preliminares, de manera independiente, y con el sistema de transmisión sin restricciones, para luego analizar los resultados de la evolución de las principales variables del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

Del análisis de los resultados de las simulaciones antes descritas, se desprende la necesidad de realizar un segundo ajuste, el cual consiste en adicionar centrales de punta (en este caso particular, centrales diésel) con el propósito de incorporar oferta que permita abastecer la demanda del sistema frente a las distintas condiciones de disponibilidad hidrológica y eólica simuladas.

Lo anterior es consecuencia de las diferencias en el nivel de detalle de la representación entre los modelos de inversión y operación, entre los cuales se encuentran el sistema de transmisión, la cantidad de series hidrológicas y de producción eólica, principalmente. Estas diferencias impactan en los resultados de un modelo con relación al otro, lo cual se vuelve especialmente relevante en la medida en que disminuye la participación de centrales de generación despachables y aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema. Lo

anterior se traduce en que el modelo de simulación de la operación simula condiciones más estrictas del punto de vista de la oferta disponible, con relación a lo que simula el modelo de inversión, llegando incluso no ser posible abastecer la totalidad de la demanda en algunas condiciones particulares (bloques e hidrologías).

Dado lo anterior, se realizó una aproximación simple en base a la estadística de ingreso de centrales de punta durante los últimos 5 años al parque generador existente, incorporando grupos de estas centrales cada 5 años a partir del año 2025, de acuerdo con lo indicado en la Tabla .

Tabla 16: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda

Año	P[MW]
2025	300
2030	240
2035	240
2039	300

En las siguientes tablas se muestra la variación de la potencia instalada entre los escenarios de generación de la PELP y los Escenarios de Generación para la Transmisión

Tabla 17: Resumen de modificación de potencia instalada (MW) por escenario de generación

2020-2039	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5
PELP	12.443	21.992	20.775	9.415	28.325
EGPT Preliminar	18.435	22.746	17.676	11.391	28.104
Central Punta	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080
EGPT	19.515	23.826	18.756	12.471	29.184
Diferencia	7.072	1.834	-2.020	3.056	859

6.3.4.2 Distribución del parque de generación

El parque de generación se ha distribuido en las distintas barras del sistema por cada EGPT, de acuerdo con los montos globales de generación por zona dispuestos en la PELP, ajustados según lo descrito anteriormente.

Conforme lo señalado el artículo 11° numeral 5 de la Resolución Exenta N° 711, la distribución de las centrales de generación se estructuró mediante el uso de las siguientes fuentes de información:

1. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).
2. Estado de los proyectos que, de acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, y en conformidad a la Resolución Exenta N° 154 de 2017 y sus modificaciones posteriores, que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79° y 80° de la Ley General de Servicios Eléctricos, a la fecha tienen puntos de conexión pendientes, los que fueron otorgados por los antiguos CDEC, previo a la entrada en vigencia de la ley N° 20.936 de 2016.

- 
3. Propuesta anual de expansión de transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2020.
 4. Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio
 5. Planes de expansión de la transmisión precedentes.

Finalmente, como resultado de las consideraciones, análisis y ajustes descritos anteriormente, se obtuvieron los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, los cuales se indican en los numerales siguientes:

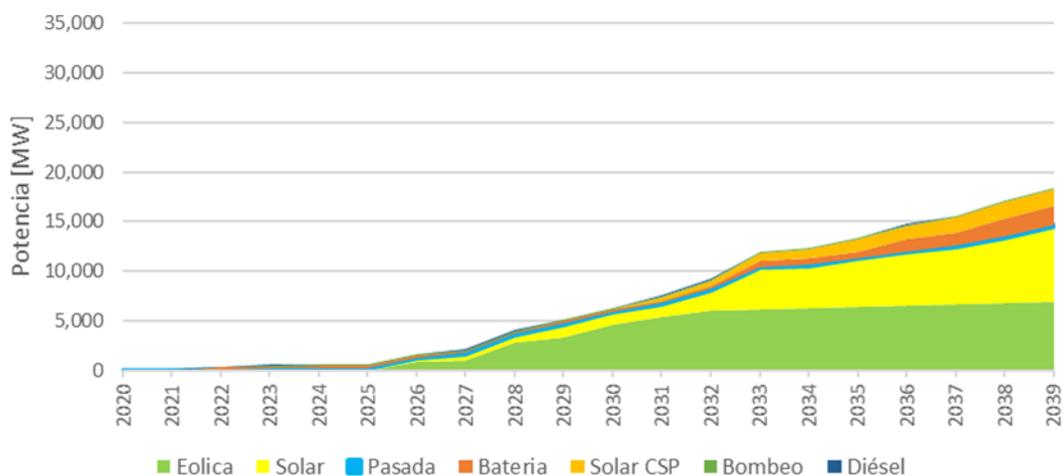
6.3.4.3 Escenario 1

El plan de obra de generación denominado “Escenario 1” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles medio. Este escenario considera una proyección baja para los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales eólicas y fotovoltaicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías hacen ingreso a partir del año 2022 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 18: Plan de Obra de generación Escenario 1

Escenario 1

Plan de Generación Escenario 1



Escales de colores	MW	MW
	0	0
	1	220
	220	440
	440	2.200
	2.200	3.300
	3.300	4.400
	4.400	5.500
	5.500	6.600
	6.600	7.700
	7.700	11.000

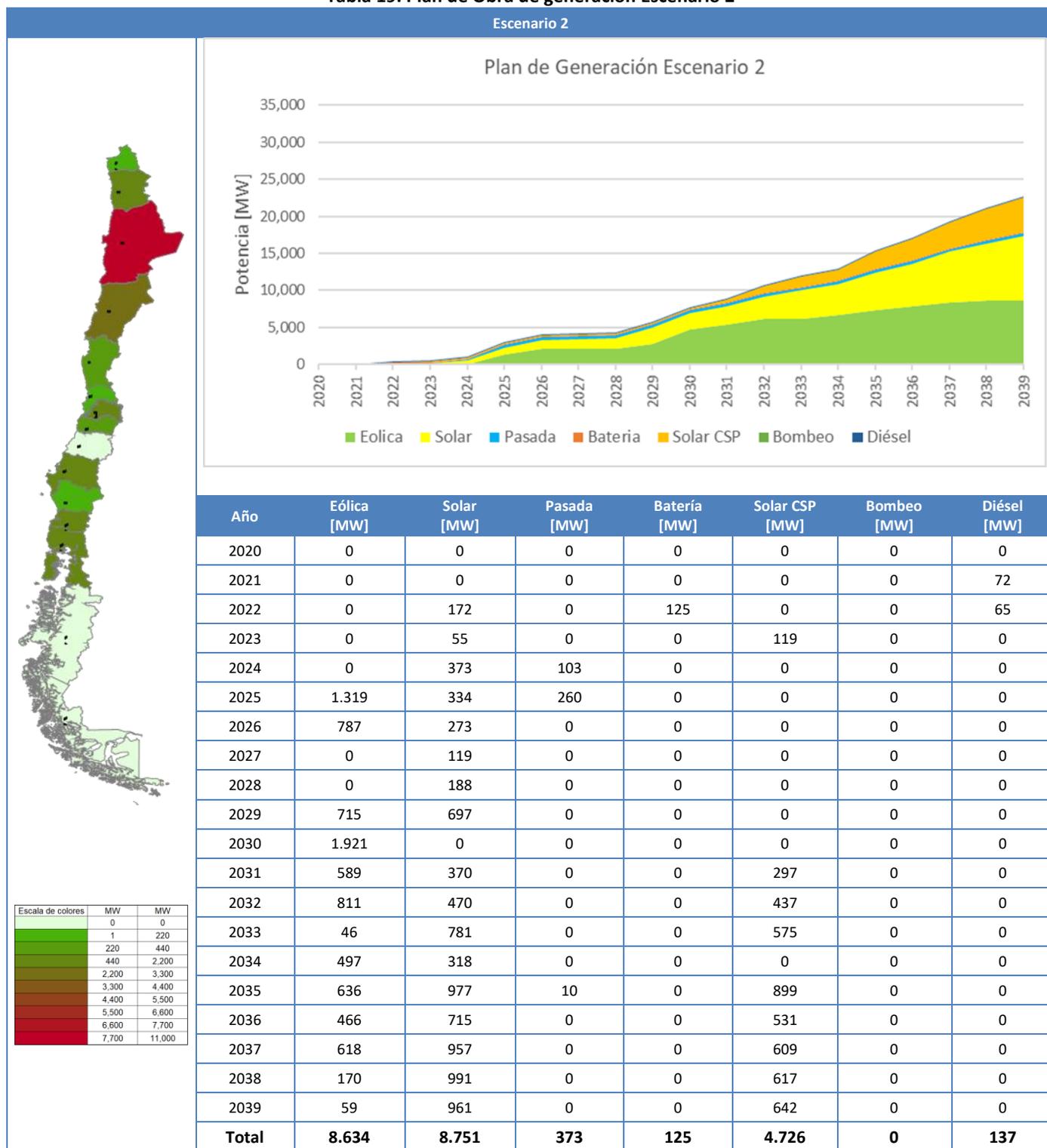
Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Baterías [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Diésel [MW]
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	51
2022	0	112	0	210	0	0	0
2023	0	68	0	0	0	131	0
2024	0	0	37	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0
2026	831	179	32	0	0	0	0
2027	209	200	30	0	0	0	0
2028	1.689	266	0	0	0	0	0
2029	607	459	0	0	0	0	0
2030	1.218	0	0	0	0	0	0
2031	748	60	0	0	364	0	0
2032	673	793	0	0	227	3	0
2033	174	2.065	0	364	170	0	0
2034	75	160	0	0	146	0	0
2035	110	571	0	0	335	0	0
2036	186	435	0	625	137	1	0
2037	101	468	0	66	182	1	0
2038	207	728	0	536	73	0	0
2039	112	1.061	0	151	0	0	0
Total	6.940	7.625	99	1.951	1.634	135	51



6.3.4.4 Escenario 2

El plan de obra de generación denominado “Escenario 2” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta y una proyección de precios de combustibles fósiles alta. Este escenario considera una proyección baja para los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que a partir del año 2022 hacen ingreso baterías al sistema.

Tabla 19: Plan de Obra de generación Escenario 2

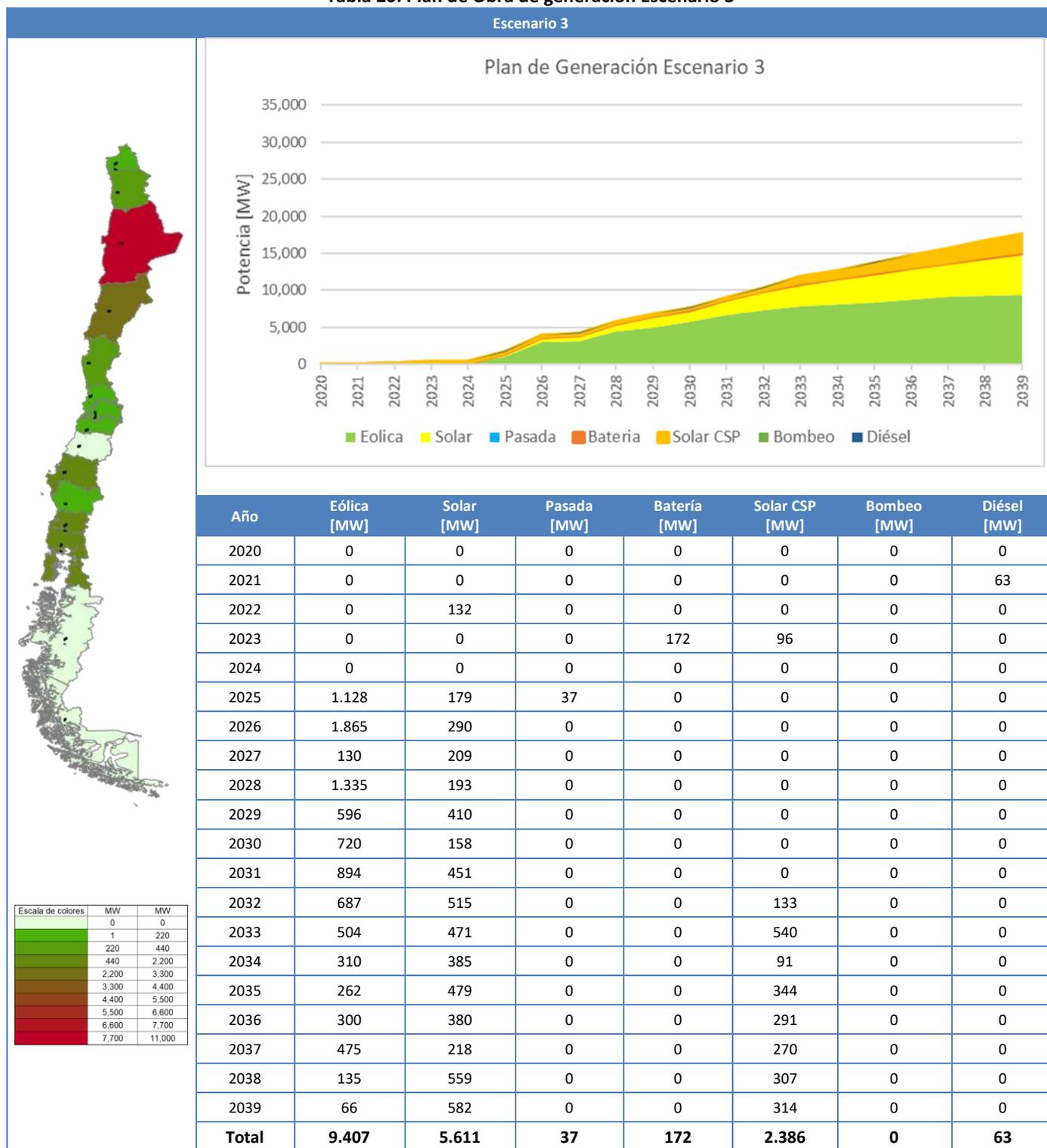




6.3.4.5 Escenario 3

El plan de obra de generación denominado “Escenario 3” considera una proyección de demanda de energía eléctrica media y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección media de evolución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante mencionar que en el año 2023 hacen ingreso baterías al sistema.

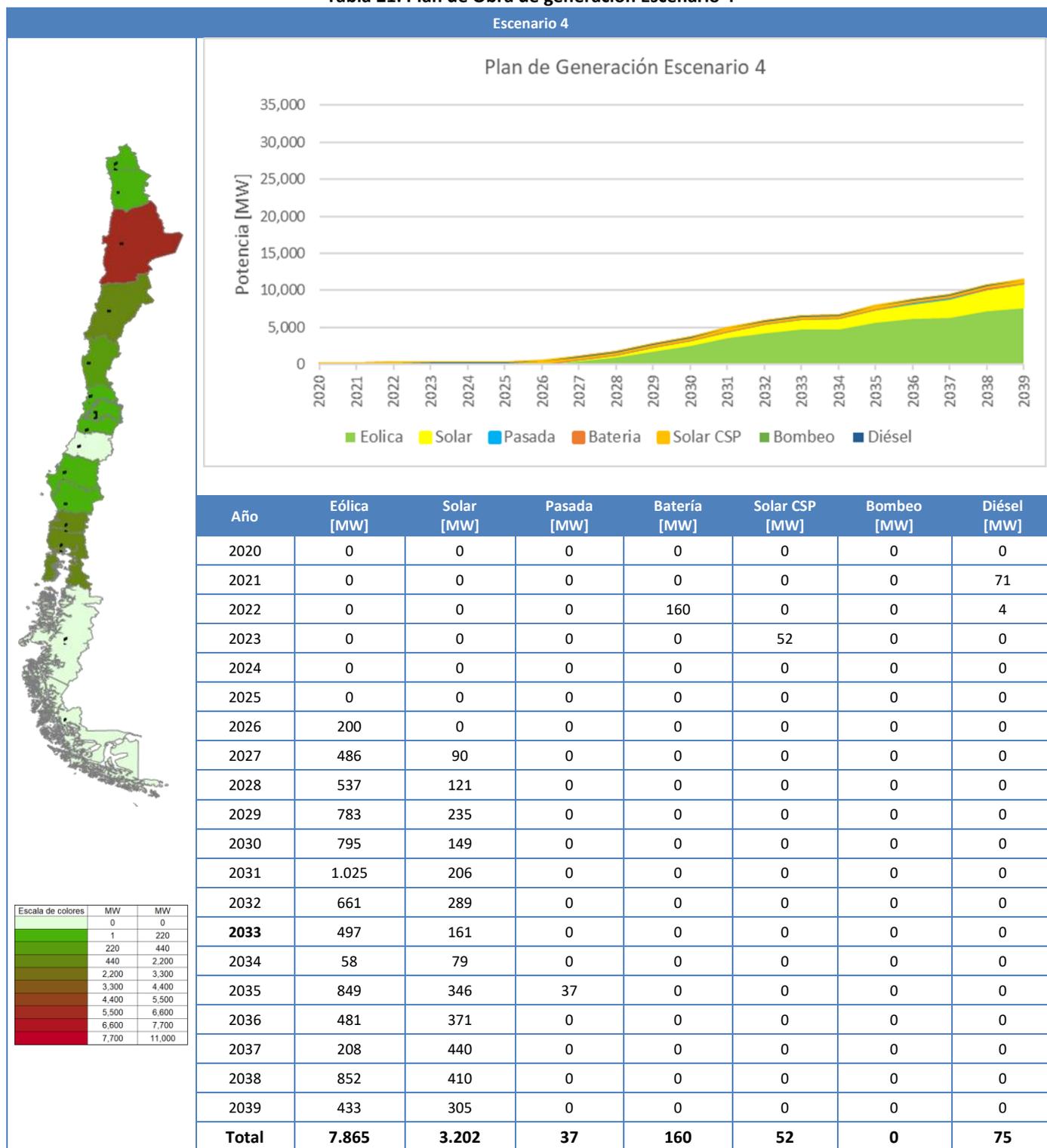
Tabla 20: Plan de Obra de generación Escenario 3



6.3.4.6 Escenario 4

El plan de obra de generación denominado “Escenario 4” considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja y una proyección de precios de combustibles fósiles baja. Este escenario considera una proyección alta en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas y eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que la tecnología GNL se desarrolla también en las zonas de mayor penetración de centrales eólicas y solares de este escenario, es decir, entre la segunda y tercera región. Es relevante mencionar que en el año 2022 hacen ingreso baterías al sistema.

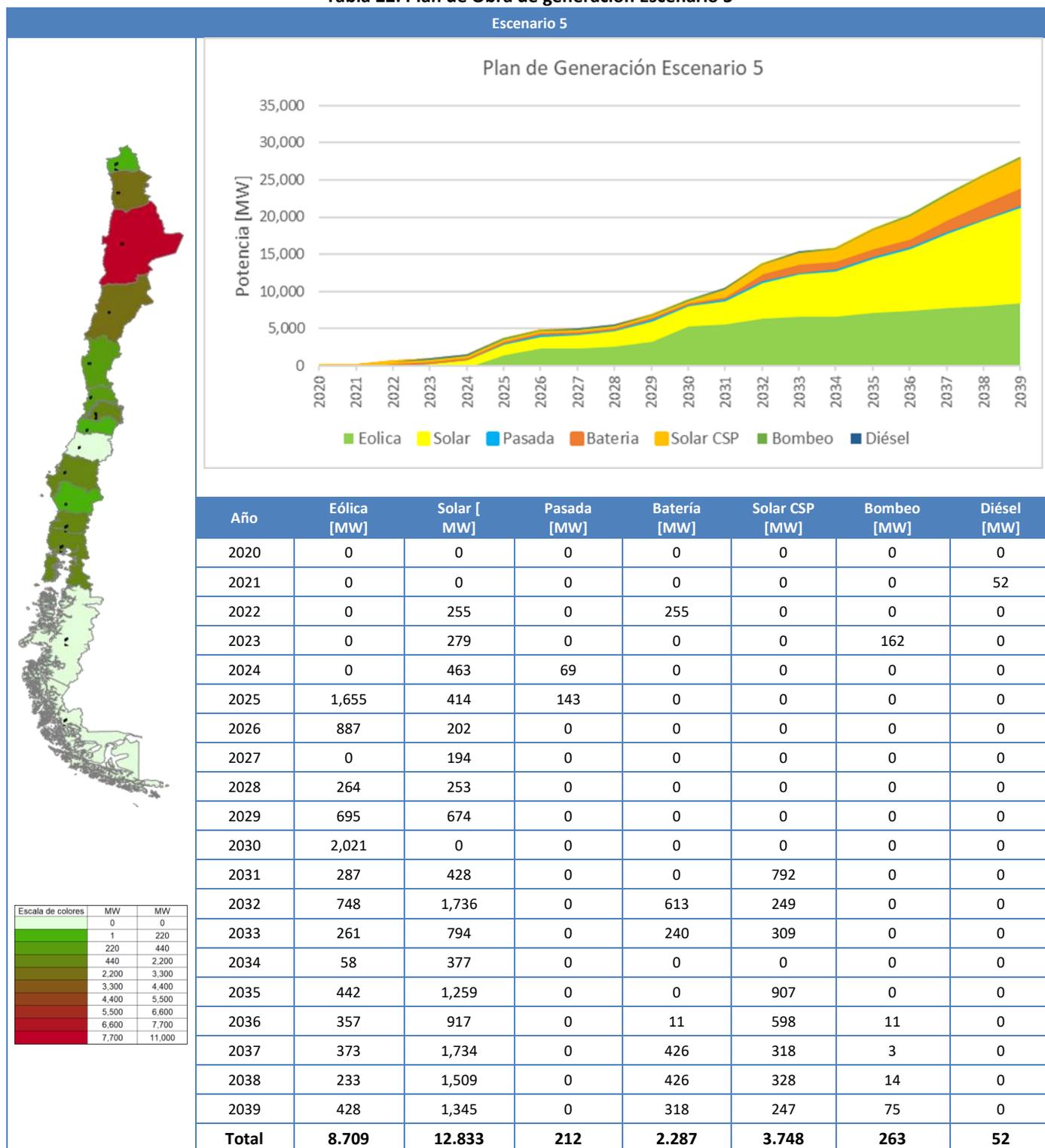
Tabla 21: Plan de Obra de generación Escenario 4



6.3.4.7 Escenario 5

El plan de obra de generación denominado “Escenario 5” considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta y una proyección de precios de combustibles fósiles alta. Este escenario considera una proyección baja en cuanto a la disminución de los costos de inversión de las tecnologías renovables, lo que se traduce en un desarrollo importante de estas tecnologías, principalmente en base a centrales fotovoltaicas, eólicas y termosolares, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Es relevante señalar que las baterías hacen ingreso a partir del año 2022 en este escenario, alcanzando un desarrollo importante de esta tecnología.

Tabla 22: Plan de Obra de generación Escenario 5



A modo de resumen, a continuación se muestra la oferta de generación que se incorpora al sistema para cada uno de los EGPT:

Tabla 23: Resumen de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión

Tecnología	Escenario 1 [MW]	Escenario 2 [MW]	Escenario 3 [MW]	Escenario 4 [MW]	Escenario 5 [MW]
Eólica	6.940	8.634	9.407	7.865	8.709
Solar	99	373	37	37	212
Pasada	7.625	8.751	5.611	3.202	12.833
Batería	1.634	4.726	2.386	52	3.748
Termosolar	1.951	125	172	160	2.287
Bombeo	135				263
GNL	51	137	63	75	52
TOTAL	18.435	22.746	17.676	11.391	28.104

6.3.4.8 Cumplimiento de la Ley 20.698

Como ya se señaló, los EGPT permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley N° 20.698, que “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales”, que modificó los porcentajes de la obligación de suministro mediante Energías Renovables no Convencionales (ERNC) establecida en la Ley N° 20.257, de acuerdo con lo que a continuación se indica:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el 10% el año 2024.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

Tabla 24: Cumplimiento Ley 20.698

Año	Grado de Cumplimiento [%]					
	Requerimiento Inyecciones ERNC [%]	Esc-1	Esc-2	Esc-3	Esc-4	Esc-5
2021	11,36%	39,7%	39,7%	39,7%	39,7%	39,7%
2022	13,01%	41,9%	41,3%	41,8%	41,8%	41,5%
2023	14,52%	41,9%	41,7%	41,8%	41,9%	41,6%
2024	16,20%	43,1%	42,9%	43,0%	43,0%	42,8%
2025	18,19%	44,2%	46,6%	46,6%	43,9%	47,3%
2026	18,41%	47,4%	48,5%	51,4%	44,9%	49,6%
2027	18,94%	48,3%	48,6%	52,1%	46,6%	50,0%
2028	19,16%	53,3%	49,4%	55,9%	48,5%	51,6%
2029	19,21%	56,6%	53,5%	59,3%	51,9%	55,3%
2030	19,30%	58,6%	56,9%	60,0%	53,9%	58,7%
2031	19,37%	62,4%	60,9%	62,9%	57,2%	65,1%

6.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En conformidad a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan, para los primeros 10 años del horizonte de análisis, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al primer semestre de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 29, de 30 de enero de 2020¹⁰, extendiéndose a partir del año 2030 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles. El siguiente cuadro muestra el costo del GNL, Carbón y Crudo WTI utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 25: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2020	8.253	8.253	8.253
2021	8.154	8.154	8.154
2022	8.157	8.157	8.157
2023	8.307	8.307	8.307
2024	8.513	8.513	8.513
2025	8.782	8.782	8.782
2026	8.867	8.867	8.867
2027	8.895	8.895	8.895
2028	8.988	8.988	8.988
2029	9.008	9.008	9.008

¹⁰ La proyección de los costos de combustibles utilizado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al segundo semestre de 2020 es la misma utilizada en el primer semestre.

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2030	9.079	9.032	8.978
2031	9.119	9.036	8.942
2032	9.194	9.080	8.949
2033	9.300	9.149	8.977
2034	9.386	9.206	9.000
2035	9.423	9.217	8.981
2036	9.471	9.239	8.974
2037	9.515	9.266	8.982
2038	9.558	9.292	8.988
2039	9.611	9.321	8.990

Tabla 26: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2020	84.192	84.192	84.192
2021	84.570	84.570	84.570
2022	84.617	84.617	84.617
2023	84.623	84.623	84.623
2024	82.410	82.410	82.410
2025	82.939	82.939	82.939
2026	83.078	83.078	83.078
2027	83.349	83.349	83.349
2028	83.602	83.602	83.602
2029	83.751	83.751	83.751
2030	84.763	84.293	83.450
2031	86.678	85.669	83.856
2032	88.121	86.745	84.274
2033	89.591	87.918	84.913
2034	90.918	88.943	85.394
2035	92.208	89.943	85.874
2036	93.434	90.927	86.425
2037	94.585	91.818	86.848
2038	95.684	92.707	87.357
2039	96.735	93.571	87.887

Tabla 27: Costo del Crudo WTI usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2020	75.049	75.049	75.049
2021	76.245	76.245	76.245
2022	76.208	76.208	76.208

Año	Precio Alto [USD/bbl]	Precio Medio [USD/bbl]	Precio Bajo [USD/bbl]
2023	78.065	78.065	78.065
2024	81.253	81.253	81.253
2025	83.722	83.722	83.722
2026	86.930	86.930	86.930
2027	89.624	89.624	89.624
2028	91.594	91.594	91.594
2029	93.468	93.468	93.468
2030	95.434	95.361	95.208
2031	97.928	97.250	95.846
2032	99.794	98.729	96.523
2033	101.677	100.341	97.570
2034	103.387	101.748	98.351
2035	105.053	103.123	99.121
2036	106.627	104.475	100.015
2037	108.119	105.699	100.683
2038	109.534	106.920	101.501
2039	110.882	108.107	102.354

6.3.6 MODELAMIENTO DE LA DEMANDA Y DE LAS UNIDADES SOLARES Y EÓLICAS

En conformidad a lo establecido en el numeral 7 del artículo 11° de la Resolución Exenta N° 711, con el propósito de obtener una mejor representación de la utilización del sistema de transmisión, se simuló la inyección de las unidades solares y eólicas como aportes diferenciados, según los distintos bloques de demanda horarios utilizados. Dichos aportes fueron construidos a partir de las curvas de generación típicas de las centrales solares y de los registros de viento por zona del país, considerando la siguiente metodología:

- a) La demanda mensual se representó mediante 8 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 8 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Se consideró la misma definición de los bloques para ambos tipos de días en cuanto a las horas del día asignadas a cada bloque y en cada mes, siendo la definición de bloques propia de cada mes.
- b) La duración total de los bloques correspondientes a un día hábil es mayor que la duración de los bloques correspondientes a un día no hábil, debido a que en cada mes la cantidad de días hábiles es mayor que la de días no hábiles.
- c) La asignación de las horas del día a cada bloque se realizó siguiendo la curva de demanda horaria del sistema y el perfil de generación de las centrales solares y eólicas en todos los meses del año. De esta forma, se incluyó al interior de cada bloque la generación solar en forma horaria. Por su parte, se separaron los bloques para los niveles de mayor demanda del sistema.

-
- d) Para determinar los perfiles de demanda por bloque para cada barra se utilizó la información de retiros horarios en cada mes del año 2018, obteniendo así los promedios de demanda por bloque en cada nudo. Estos valores se dividieron por la demanda promedio en el mes, obteniéndose así el factor correspondiente a cada bloque y mes para todas las barras de consumo.
 - e) Para los datos de radiación solar se utilizaron perfiles de generación tipo, obtenidos del Explorador de Energía Solar de la Universidad de Chile desarrollado para el Ministerio de Energía. Además, se consideraron perfiles de generación de centrales existentes.

6.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico

En este apartado se describe la metodología empleada para la representación de las centrales solares en el modelo de despacho económico. Dicha metodología se estructura en tres etapas: (i) Determinación de perfiles solares referenciales para cada zona geográfica; (ii) Representación de perfiles solares en estructura de bloques; y (iii) Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP).

i. Determinación de perfiles solares para cada zona

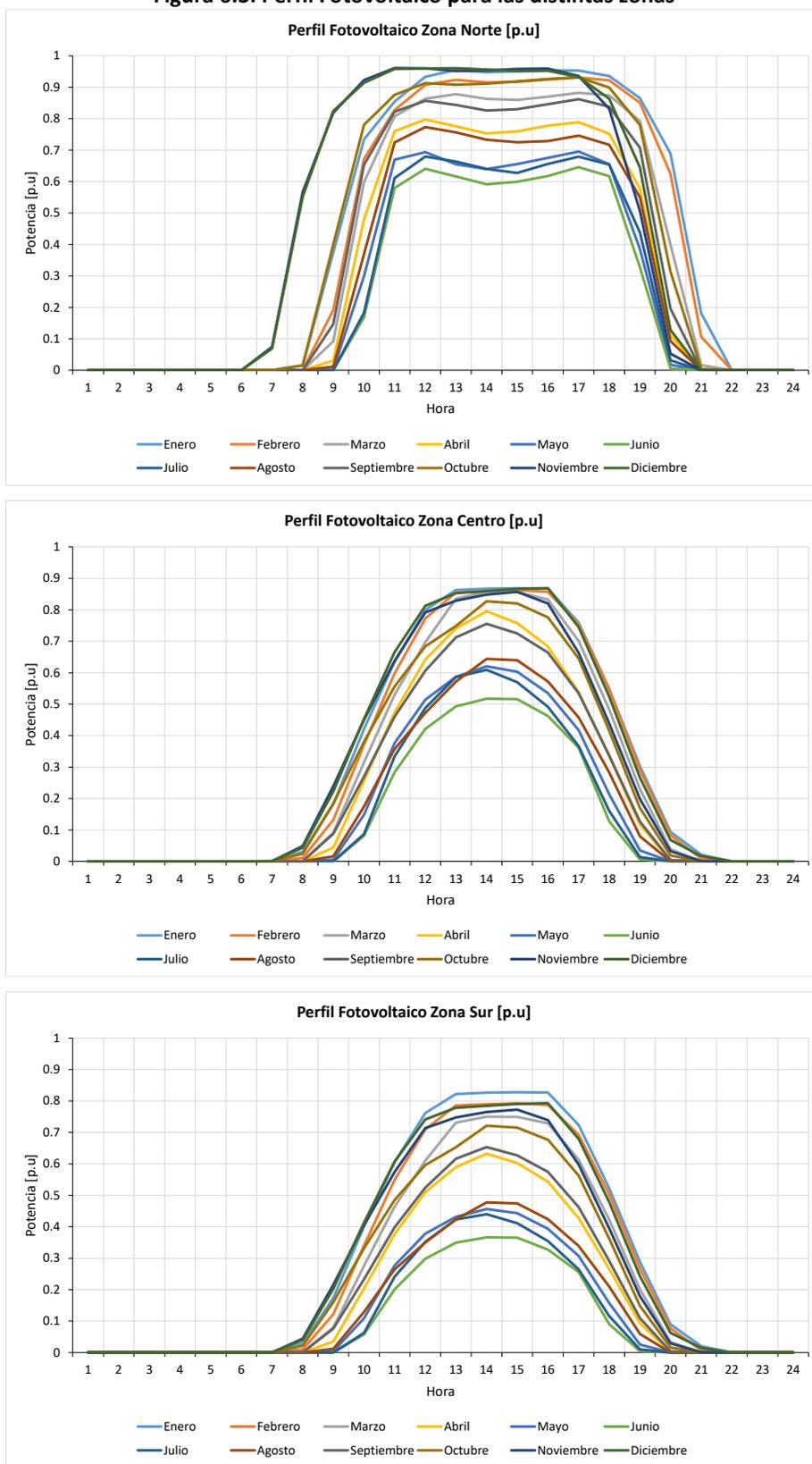
Se han definido tres zonas geográficas, constando cada cual con un perfil referencial de potencia horaria fotovoltaica. Dicho perfil se ha construido a partir de centrales existentes con más de un año de operación en el sistema (y estadística disponible). La zona 1 se encuentra comprendida entre la región de Arica y Parinacota y la región de Coquimbo, hasta S/E Punta Colorada; la zona 2 se encuentra comprendida entre la región de Coquimbo, desde S/E Punta Colorada, y la región del Maule, hasta S/E Parral; y la zona 3 comprende todas las centrales fotovoltaicas ubicadas al sur de la Región del Maule.

Para efectos de la confección del perfil característico de la zona 3 se utilizó el perfil de la zona 2, el que se ponderó con un factor mensual calculado en base a la radiación solar GHI (Global Horizontal Irradiance) de las localidades de Polpaico (Centro) y Los Varones (Sur), obtenidos desde el Explorador de Energía Solar del Ministerio de Energía¹¹.

La Figura 6.3 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

¹¹ Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

Figura 6.3: Perfil Fotovoltaico para las distintas zonas



ii. Representación de perfiles solares en estructura de bloques

Los perfiles horarios generados en la etapa anterior fueron adecuados a la estructura de bloques y etapas mensuales definidas en base a la demanda eléctrica, para su correcta representación en el modelo de despacho económico. Dado que la estructura de bloques hace distinción entre días hábiles y no hábiles, y dicha distinción no es aplicable para el recurso solar, se generó un “día-tipo” para cada mes mediante el promedio de los perfiles diarios de un mes.

Luego, mediante la relación “mes-hora->bloque” que caracteriza a la demanda eléctrica, se adecuaron los perfiles fotovoltaicos obtenidos de cada día-tipo a la estructura del modelo de despacho hidrotérmico.

iii. Desarrollo de perfil para tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP)

El desarrollo del perfil para la tecnología de Concentración Solar de Potencia consideró la complementariedad existente entre dicha tecnología con la tecnología solar fotovoltaica. En particular, el perfil de la zona 1 fue determinado en concordancia con la ubicación del potencial solar térmico contenido en la PELP.

Dado lo anterior es que se utilizó un solo perfil (en p.u) para las centrales de Concentración Solar de Potencia, cuyo cálculo se basó en la potencia del perfil fotovoltaico asociado a la zona 1. En primer lugar, se calculó una potencia complementaria a la solar fotovoltaica en p.u. como se indica en la siguiente ecuación:

$$Potencia\ Complemento\ (p.u) = 1 - Potencia\ FV(p.u)$$

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla , en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas en que la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color azul las horas del día en las que una fracción de la energía sería almacenada para su posterior utilización en las otras horas del día.

Tabla 28: Potencia complementaria para cada mes-hora

HORA	MES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.93	0.93
8	0.98	1	1	1	1	1	1	1	1	0.98	0.43	0.45
9	0.63	0.81	0.91	0.97	1	1	1	0.99	0.85	0.6	0.18	0.18
10	0.27	0.33	0.4	0.52	0.7	0.83	0.82	0.63	0.35	0.22	0.08	0.09
11	0.15	0.17	0.19	0.24	0.33	0.42	0.39	0.28	0.18	0.12	0.04	0.04
12	0.07	0.09	0.14	0.2	0.31	0.36	0.32	0.23	0.14	0.09	0.04	0.04
13	0.05	0.08	0.12	0.22	0.34	0.38	0.34	0.24	0.16	0.09	0.05	0.04
14	0.05	0.08	0.14	0.25	0.36	0.41	0.36	0.27	0.17	0.09	0.05	0.04
15	0.05	0.08	0.14	0.24	0.34	0.4	0.37	0.28	0.17	0.08	0.04	0.05
16	0.05	0.08	0.13	0.22	0.32	0.38	0.34	0.27	0.15	0.07	0.04	0.05
17	0.05	0.07	0.12	0.21	0.3	0.35	0.32	0.25	0.14	0.07	0.06	0.07
18	0.06	0.08	0.13	0.25	0.34	0.38	0.35	0.28	0.16	0.1	0.17	0.14
19	0.13	0.15	0.21	0.42	0.61	0.67	0.56	0.45	0.29	0.22	0.49	0.36
20	0.31	0.38	0.6	0.89	0.98	0.99	0.97	0.91	0.8	0.69	0.95	0.87
21	0.82	0.89	0.98	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

A partir de dichos valores, y considerando una operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:

$$Potencia\ CSP\ (p.u) = \begin{cases} 1, & \text{si } 0.95 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) \\ 0.9, & \text{si } 0.8 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.95 \\ 0.8, & \text{si } 0.3 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.8 \\ 0.6, & \text{si } Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0.3 \end{cases}$$

6.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico

En este apartado se describe la metodología empleada para el modelamiento de las centrales eólicas en el modelo de despacho económico, la que se divide en tres etapas: (i) Serie de tiempo del recurso primario; (ii) Transformación del recurso primario en potencia eléctrica; y (iii) Representación de la potencia eólica en bloques.

i. Serie de tiempo del recurso primario

Para el modelamiento de las centrales eólicas, tanto existentes como en construcción y comprometidas, se extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años¹², y a partir de la altura del aerogenerador, dato que fue obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de no contar con la información necesaria en el Explorador Eólico, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

Posteriormente, y debido a que se cuenta con información de 61 afluentes para las centrales hidroeléctricas, se procedió a realizar un modelamiento similar para las centrales eólicas, es decir, para el modelamiento de estas centrales se consideraron 61 años de información. Sin embargo, al tener una data reducida (37 años), se procedió a escoger aleatoriamente distintos años de la serie eólica hasta completar los 61 años, procurando que un año de la serie, a lo más, se encontrara repetido una vez. Cabe destacar que la relación afluente hídrico con el eólico se realizó de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

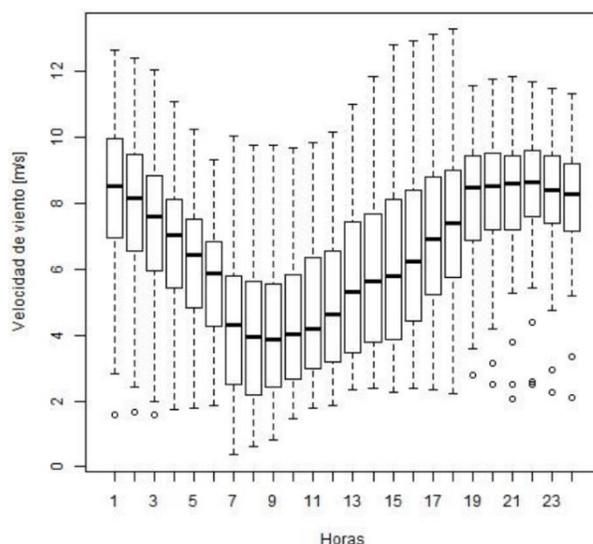
Una vez realizado lo anterior, debido a que la serie de tiempo cuenta con resolución horaria, se escogió para cada año y mes un día de manera aleatoria. Por lo tanto, se tienen 61 días totales escogidos de manera aleatoria para representar los afluentes en cada mes.

Concluida la elección de los días que representan a cada mes, se extrajo para cada uno de esos días, de forma horaria, la información del recurso primario para cada una de las centrales eólicas, de modo tal de respetar la correlación espacial y temporal de cada una de ellas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo boxplot, para un mes de enero:

¹² Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

Figura 6.4: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero



ii. Transformación del recurso primario en potencia eléctrica

La potencia que puede entregar una turbina eólica está determinada por la ecuación presentada a continuación, donde se puede apreciar que el factor que incide de mayor forma en el valor de la potencia es la velocidad del viento. Un factor asociado a la construcción es el del área de barrido del rotor, por lo que con el paso del tiempo se han ido construyendo rotores con diámetro cada vez más grande.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Donde:

P : Potencia eólica generada.

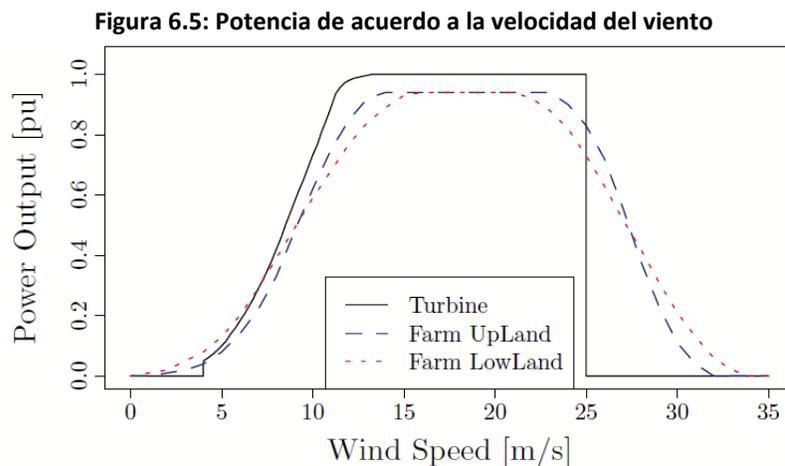
ρ : Densidad del aire en la altura a evaluar.

A : Área del rotor.

v : Velocidad de viento.

En general resulta difícil obtener una estimación del parámetro “ ρ ”, por lo que los fabricantes definen empíricamente la curva potencia-velocidad, la que es distinta para cada modelo de turbina. En particular, en la figura mostrada a continuación se presenta la característica potencia-velocidad de una turbina. Como se puede apreciar, la curva de potencia-velocidad típica de una turbina posee un rango de velocidades en las cuales puede generar potencia eólica. Sin embargo, el considerar dicha curva para cuantificar la potencia total de un parque eólico puede tender a errores. Esto se debe a que, en un parque eólico, debido a diversos factores, las turbinas reciben distintas velocidades de viento, lo que produce que la curva potencia-velocidad de un parque equivalente tienda a suavizar el perfil.

Por otra parte, existen trabajos^{13 14} en los cuales se consideran, como efectos a tomar en cuenta para la transformación de potencia-velocidad del parque equivalente, la eficiencia del arreglo (efecto de reducción de velocidad debido a tener turbinas aguas arriba), velocidad de corte, efectos topográficos, promediado espacial, disponibilidad de recurso (de acuerdo a la ubicación de la turbina, sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 6.5 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que éste se encuentre emplazado en una altura cercana al nivel del mar o para aquel que se encuentre emplazado en una altura considerable. Se puede apreciar que la velocidad de corte de potencia eólica no es la misma que para el caso del aerogenerador individual, y que es mucho más suave el tránsito para llegar a ésta.



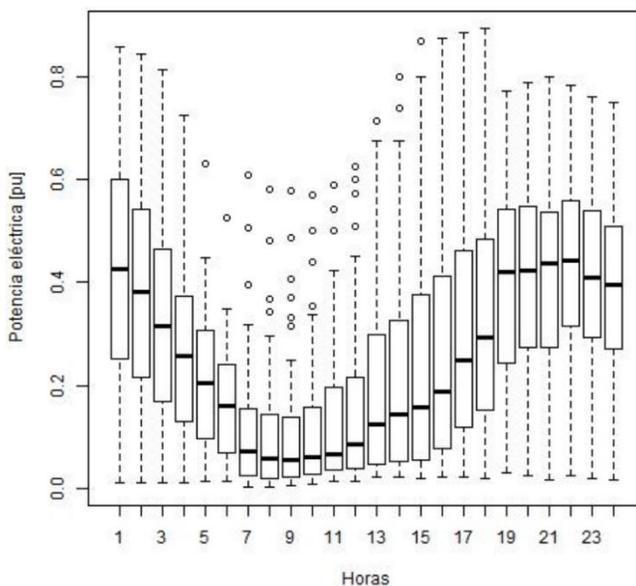
En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica, utilizados para el plan de expansión 2019, se consideró el promedio de la curva “*Farm UpLand*” y “*Farm LowLand*”, por cuanto en el Sistema Eléctrico Nacional existen parques eólicos ubicados en distintas zonas geográficas.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, a través de un gráfico estilo boxplot, para un mes de enero:

¹³ Norgaard Per and Holttinen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004.

¹⁴ J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

Figura 6.6: Potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero

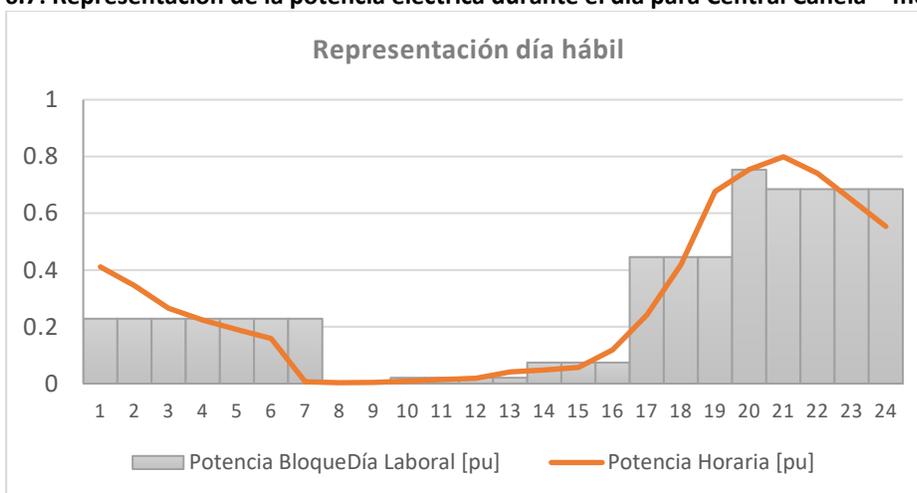


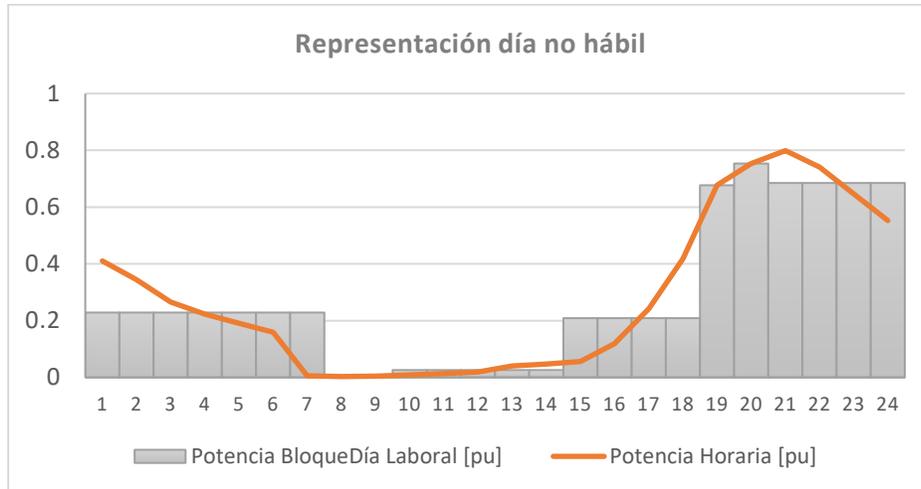
iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

Los datos obtenidos como resultados del proceso anterior deben ser transformados a bloques para su representación en el modelo de despacho económico. Para lo anterior, y tomando en consideración que la diferenciación entre días hábiles y no hábiles se debe exclusivamente al comportamiento de la demanda eléctrica, y que no existe ningún motivo para mantener esa diferenciación respecto a la potencia eólica generable, los 61 afluentes eólicos fueron transformados sin hacer distinción entre días hábiles y no hábiles.

Un ejemplo de lo anterior es presentado a continuación para los datos de la central Canela, para un mes de enero:

Figura 6.7: Representación de la potencia eléctrica durante el día para Central Canela – mes enero





6.3.7 PARÁMETROS Y VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para el presente plan se ha considerado la representación topológica completa del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo las unidades generadoras, los sistemas de transmisión de los segmentos nacional, zonal y dedicado, considerando tanto las instalaciones existentes como las que se encuentran construcción. Adicionalmente, se incluyen aquellas centrales de generación que se encuentran comprometidas, de acuerdo con informe final de licitaciones de suministro de clientes regulados, aprobado mediante Resolución Exenta N° 250, de 15 de mayo de 2017. En el caso de los sistemas de transmisión zonal se han modelado todas las subestaciones primarias de distribución, considerando para estos efectos todos los transformadores de poder con sus respectivos niveles de tensión de media tensión.

Los parámetros y características técnicas de las instalaciones de transmisión modeladas se han obtenido de la información pública disponible que mantiene el Coordinador Eléctrico Nacional, según lo establece el artículo 72°-8 de la Ley.

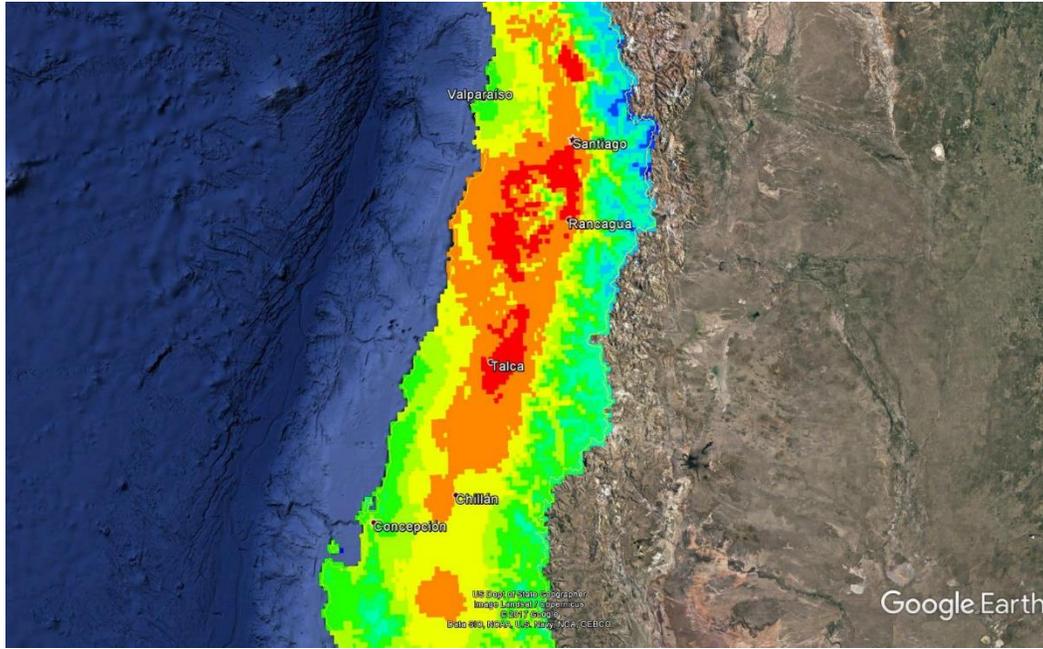
Los circuitos pertenecientes a sistemas de transmisión zonales han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en MW, definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. Lo anterior se justifica de manera de considerar los efectos en los flujos eléctricos de los circuitos zonales bajo condiciones de máxima temperatura alcanzada durante los periodos estivales.

La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de tamaño aproximado 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos. Dicha información puede obtenerse libremente a partir de las coberturas SIG (Sistemas de Información Geográfica), desarrolladas por el docente de la Universidad de la Frontera, Dr. Christoph Johannes Albers¹⁵.

¹⁵Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

Los datos obtenidos a partir de dichas coberturas geográficas fueron discretizados en 10 niveles de temperatura y coloreados en concordancia al valor de la temperatura de la celda. Para simplificar la visualización se utilizaron colores del espectro entre el color azul y el rojo, en una escala creciente de temperatura.

Figura 6.8: Zonas geográficas térmicas – Chile central

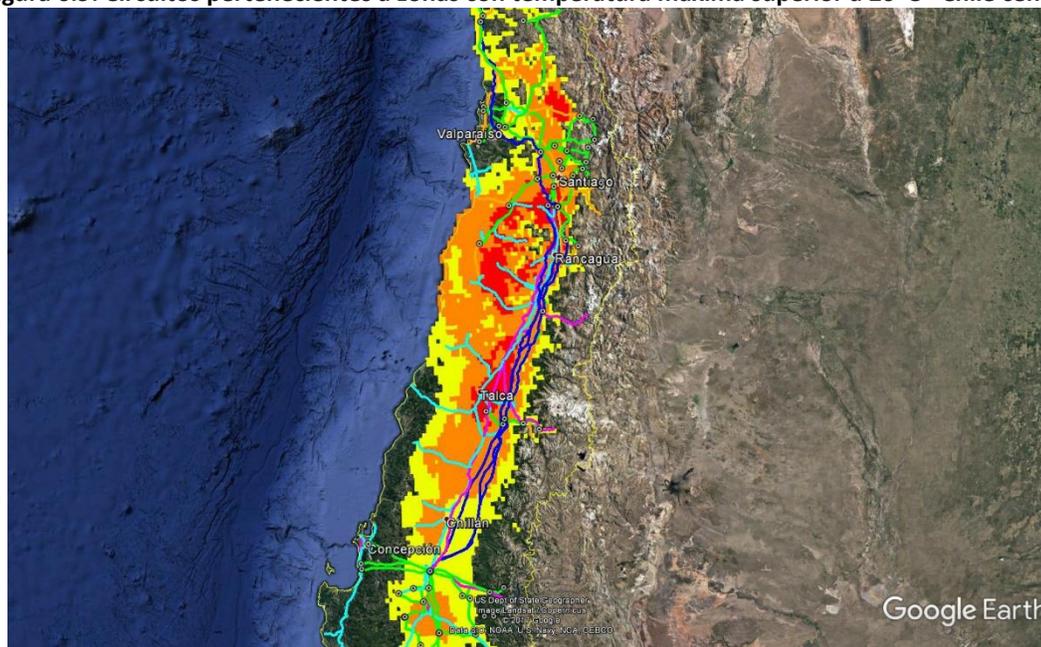


Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente. Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C (zonas de color rojo), se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 35°C.

Para las zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es inferior a 30°C y superior a 26°C (zonas de color amarillo o naranja), se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 30°C.

Para el resto de las zonas (aquellas con una temperatura máxima promedio inferior a 26°C), se definió una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 25°C.

Figura 6.9: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central



6.3.8 COSTOS DE FALLA

Los costos de falla utilizados para el presente proceso de planificación anual son los que se encuentran contenidos en la Resolución Exenta N° 28 de la Comisión, de 28 de febrero de 2020, que “Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos”.

Los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN se detallan en las siguientes tablas:

Tabla 29: Costo de Falla de Larga Duración SEN

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	755,73
5-10%	1.099,53
10-20%	1.587,84
Sobre 20%	2.165,22

En cuanto al Costo de Falla de Corta Duración, este se indica en la siguiente tabla:

Tabla 30: Costo de Falla de Corta Duración SEN

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	13,65

6.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las tasas de falla de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídos del Informe “*Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Cigre*”, y para las líneas de transmisión se utilizaron los registros históricos de los últimos 5 años informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es decir, para efectos del presente proceso de planificación, se consideró el periodo comprendido entre los años 2014 y 2018. Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

6.4 ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN

En base a la información y antecedentes señalados en los numerales anteriores se realizaron los análisis que se establecen en el Capítulo 5 de la Resolución Exenta N° 711, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2020.

A continuación se detallan los análisis realizados:

6.4.1 ANÁLISIS PRELIMINAR

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° de la RE N° 711, esta etapa consistió en revisar los antecedentes referidos en los numerales anteriores del presente informe técnico, para así determinar la información que será utilizada en el proceso de planificación de la transmisión.

Luego se efectuó un diagnóstico del sistema de transmisión para los 20 años de horizonte de análisis, con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión, para lo cual se simuló la operación óptima del sistema eléctrico en el *software* OSE2000, el cual es un modelo multinodal–multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos. Dicho modelo, para cada EGPT, realiza una optimización de una función objetivo compuesta por costos de operación y costo de falla de larga duración del sistema eléctrico. Los resultados obtenidos de este ejercicio son complementados con los resultados de estudios eléctricos, obtenidos a partir de simulaciones del sistema eléctrico a través del *software* PowerFactory.

Considerando las propuestas de transmisión presentadas por las empresas promotoras y el Coordinador Eléctrico Nacional, se identificaron los proyectos que por su naturaleza no tienen directa relación con las necesidades de abastecimiento de la demanda, sino que apuntan a los objetivos de seguridad y resiliencia, de modo que pasaron directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Resiliencia.

6.4.2 ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 18° de la RE N° 711, en esta etapa se identificaron las necesidades de transmisión relacionadas con el abastecimiento de la demanda y/o con el objetivo de incorporar la oferta que permita mejorar los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional ante los distintos escenarios de oferta y demanda.

En cuanto al Sistema de Transmisión Nacional, a partir de los resultados de la simulación estocástica, se analizaron distintos indicadores del sistema, tales como flujos proyectados por las instalaciones de transmisión y perfiles de costos marginales. Lo anterior, con la finalidad de detectar los proyectos de expansión del sistema de transmisión que posibiliten la incorporación de oferta, los que a su vez permitan disminuir: (i) los costos operacionales y de falla de larga duración del sistema; (ii) los desacoples económicos; (iii) los ingresos tarifarios y de pérdidas técnicas; y (iv) los vertimientos esperados de energía renovable, entre otros.

Por su parte, para la determinación de los requerimientos de expansión para el abastecimiento de la demanda, adicionalmente a los análisis de la simulación estocástica antes referidos, se realizaron estudios eléctricos que permitieron verificar el cumplimiento normativo, ya sea para operación normal o frente a contingencias.

Respecto del análisis de los sistemas de transmisión zonal, a partir de los resultados de las simulaciones económicas y eléctricas, se detectaron las necesidades de expansión de este segmento, específicamente aquellas asociadas al abastecimiento de la demanda de clientes sometidos a regulación de precios.

Finalmente, todos los proyectos de expansión nacional y zonal que resultaron necesarios para el abastecimiento de la demanda en base a este análisis pasaron a las etapas siguientes del proceso de planificación.

6.4.2.1 Criterio de Holgura

De acuerdo al resultado del análisis anterior la Comisión aplicó, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, un criterio de holgura, entendido como una definición de utilización máxima de las instalaciones, para efectos de determinar la necesidad de los respectivos proyectos.

En particular, tratándose de proyectos de equipamientos de transformación de subestaciones primarias de distribución, el criterio de holgura corresponde a un 10% de la capacidad de cada equipo. De esta forma, una vez calculados los respectivos plazos constructivos, si se excede el 90% de la cargabilidad máxima de los equipos existentes, se gatilla una necesidad y el proyecto en cuestión pasa directamente a la etapa de Análisis Técnico-Económico.

Para efectos del ejercicio descrito en el párrafo anterior, se consideró la demanda máxima proyectada mediante la tasa de crecimiento alta para todo el horizonte de análisis, tomando como año de referencia para la toma de decisión de inversión el año 2025. Lo anterior, sin perjuicio de eventuales sensibilidades respecto de aquellas instalaciones que podrían presentar una cargabilidad relevante al año 2026.

Adicionalmente, y de manera consecutiva al ejercicio anterior, para efectos de determinar la capacidad nominal (en MVA) del equipo de transformación a proponer, se utilizó la proyección de la demanda de la zona (o barra) para todos los años del horizonte de análisis.

Por otra parte, para determinar los proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla que debían pasar a las etapas siguientes de análisis, se aplicó el criterio de holgura definido en la Resolución Exenta N° 711, esto es, que se presenten beneficios

en términos de reducción de los costos de operación y falla, respecto a la condición base sin expansión, en al menos el 50% de los escenarios.

6.4.3 ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y RESILIENCIA

Esta etapa consistió en determinar las necesidades de obras de expansión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a contingencias, de acuerdo a las exigencias establecidas en la norma técnica vigente y a lo dispuesto en el literal a) del artículo 87° de la Ley.

A continuación se detallan los análisis desarrollados en la presente etapa:

6.4.3.1 Análisis de Seguridad

El objetivo del Análisis de Seguridad, de acuerdo a lo señalado en la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, es determinar las expansiones del sistema de transmisión que permitan otorgar las redundancias necesarias al sistema.

Criterio de Redundancia

Respecto del Sistema de Transmisión Nacional, se analizaron los distintos proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para este segmento de transmisión. De esta forma, se consideró la aplicación del criterio N-1 como criterio de seguridad en la planificación de dicho sistema, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5-5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en el que sólo se podrán utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

En el caso de los sistemas de transmisión zonal, el objetivo fue determinar los proyectos de expansión que permitieran asegurar el abastecimiento de la demanda si, ante la salida intempestiva de la rama de instalación bajo análisis, ya fuera una línea o un equipo de transformación, se generaba Energía No Suministrada (ENS). Esta ENS se cuantificó en cada caso y se valorizó a Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), con lo cual se obtuvo un monto representativo del efecto de la salida intempestiva de la instalación bajo análisis, lo que posteriormente se evaluó en la etapa de Análisis Técnico-Económico.

Para cuantificar la ENS antes indicada, en conformidad a lo señalado en el inciso cuarto de la letra a) del artículo 19° de la resolución Exenta N° 711, en primer lugar, se determinó una curva de demanda promedio base, utilizando los registros horarios de los retiros de energía. Luego, se le aplicó la tasa de crecimiento de la demanda, para efectos de cuantificar su evolución en el tiempo.

A continuación, se procedió a estimar el tiempo de indisponibilidad esperado para la salida del elemento bajo análisis. Así, en el caso de instalaciones de transformación zonal, se utilizaron los tiempos de indisponibilidad de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, se consideraron las tasas de salida de los elementos que conforman la rama, tales como transformadores, interruptores, desconectores, transformadores de potencia o de corriente, que provocaran la salida intempestiva de la rama o generaran cortocircuitos en ella, de acuerdo a la información con que la Comisión cuenta. Por su parte, para el caso de proyectos de líneas

de transmisión zonal, se utilizaron registros históricos de fallas¹⁶ o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.

Una vez que determinados los tiempos de indisponibilidad asociados a cada elemento y la proyección de demanda promedio, se debe determinar la correspondiente ENS por efecto de la pérdida del tramo bajo análisis, distinguiéndose para estos efectos por tipo de instalación.

Para aquellas instalaciones de tipo radial, la ENS se estimó a partir de la porción de demanda que no sería posible abastecer a partir de la curva de demanda del día característico determinado.

Por su parte, para aquellas instalaciones enmalladas, la ENS se determinó utilizando el programa *PowerFactory*, en el cual se implementó un modelo detallado del Sistema Eléctrico Nacional. Este modelo contiene todas las obras de expansión decretadas en los años anteriores, tomando en cuenta, al menos, la configuración de barra para nuevas subestaciones, el tipo de conductor y geometría de torre representativa para nuevas líneas de transmisión, impedancia de secuencia positiva, cero y rango de cambiador de toma, para nuevos transformadores. Con ello se aplicó la salida del elemento bajo análisis y se determinó la ENS.

6.4.3.2 Análisis de Resiliencia

El objetivo de este análisis consistió en determinar la capacidad de adaptación del sistema frente a situaciones extremas o perturbaciones que alteren las condiciones originales con las cuales se realizan los análisis de la planificación de la transmisión y, de igual manera, cuantificar el aporte que le dan al sistema los proyectos de transmisión analizados frente a estos hechos.

En particular, este análisis buscó determinar expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a dichas situaciones extremas o perturbaciones, permitiendo el abastecimiento de la demanda y que no se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica del sistema eléctrico.

Para estos efectos, se comparó el comportamiento del sistema eléctrico en una condición base, que contempla la contingencia en estudio sin considerar los proyectos de expansión que resultaron de los análisis de las etapas previas, respecto al comportamiento del sistema frente a la misma contingencia, pero considerando los proyectos de expansión.

En el presente informe se analizó el comportamiento del sistema frente a: (i) maremotos; (ii) shock de precios de combustibles; e (iii) hidrologías extremas.

El detalle de la metodología empleada para poder evaluar cada uno de estos casos y sus efectos es presentado a continuación:

- **Maremotos.** El análisis de esta eventualidad consistió en estudiar el riesgo que presenta para el sistema eléctrico un evento de tsunami, el cual puede dejar indisponible un determinado grupo de centrales que se encuentren emplazadas cerca de la costa. Para la realización de este análisis de resiliencia se identificaron cuatro zonas afectas a esta eventualidad en el territorio nacional: (i) Tocopilla, en la cual se encuentran las centrales

¹⁶ Solicitados a la SEC mediante Oficio

Tocopilla y Norgener; (ii) Mejillones, en la cual se encuentran las centrales Gas Atacama, Mejillones, Cochrane, Angamos, Kellar y la futura central Infraestructura Energética Mejillones; (iii) Huasco, en la cual se encuentra la central Guacolda; y (iv) Coronel, en la cual se encuentran las centrales Bocamina¹⁷, Bocamina 2¹⁸ y Santa María.

La metodología consistió en dejar fuera de servicio el conjunto de centrales mencionadas en una de las cuatro zonas identificadas, y verificar el cumplimiento de los artículos de la NTSyCS para el estado de operación normal, incluyendo el cumplimiento del criterio N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional. La realización del análisis tomó en cuenta la demanda máxima coincidente proyectada en la totalidad del SEN para el año 2025, en atención al horizonte en el cual una eventual expansión podría concretarse.

- **Shock de precios.** El análisis de esta eventualidad consistió en aplicar en las simulaciones estocásticas una variación en los precios de combustibles durante un año en particular. Específicamente, la metodología aplicada contempló disminuir los precios del combustible GNL, de modo tal que las centrales de generación que utilizan este tipo de recurso cambien su orden de mérito, de acuerdo al despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional, es decir, que las centrales a GNL presenten un costo variable menor a las centrales a carbón.

Para efectos de este plan, se analizó el comportamiento del sistema frente a esta eventualidad, examinando cómo reaccionarían los proyectos de transmisión bajo análisis si ocurre una variación de precios durante el año 2026 o durante el año 2033¹⁹, de manera independiente. Se debe considerar que, para poder observar el efecto, debido a que el ejercicio realizado consiste en una variación intempestiva del precio del combustible, la inercia propia del sistema eléctrico y su operación dificultan la realización de una modificación en las políticas de uso del agua embalsada, por lo que se considera constante la estrategia de utilización de los recursos optimizados y determinadas en los análisis.

Para revisar el impacto de este efecto en el sistema se determinaron los costos de operación y falla en las siguientes hipótesis: (i) sistema base; (ii) sistema base con proyectos; (iii) sistema base con shock de precios de combustible GNL; y (iv) sistema base con proyectos y shock de precios de combustible GNL. Posteriormente, se determinaron dos beneficios netos; el primero consiste en la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales no existe variación de precio de combustible, es decir, la diferencia entre las condiciones (i) y (ii), mientras que el

¹⁷ Central Bocamina 1 se considera operativa hasta el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo a lo indicado en la RE N° 237, del 03 de julio de 2020, de la Comisión Nacional de Energía.

¹⁸ Central Bocamina 2 se considera operativa hasta el 31 de mayo de 2022, de acuerdo a lo indicado en la RE N° 266, del 23 de julio de 2020, de la Comisión Nacional de Energía.

¹⁹ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

segundo se determina a partir de la diferencia entre los costos de operación del sistema en los casos en los cuales sí existe variación de precio, es decir, entre las condiciones (iii) y (iv). Finalmente, los beneficios netos son los que deben ser comparados entre sí para cuantificar el aporte en cuanto a resiliencia que los proyectos analizados otorgan al sistema frente a un shock de precios de combustibles.

- **Hidrologías extremas.** Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico, que en el caso de las centrales con capacidad de regulación se encuentra asociado a optimizar su uso, mientras que en el caso de las centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación se encuentra directamente asociado a su energía disponible. Para modelar el comportamiento futuro de las centrales hidroeléctricas se utilizan las series de tiempo compuestas por una muestra estadística de 59 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país²⁰. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transmisión puede variar en función de las hidrologías, por cuanto una zona con fuerte componente hídrica puede comportarse como exportadora en hidrologías húmedas, mientras que puede ser importadora en hidrologías secas.

Para llevar a cabo dicha evaluación, la metodología aplicada consideró observar los efectos a partir de la modelación de la operación para los siguientes 20 años bajo las siguientes situaciones: (i) caso base, en el cual no se encuentran modelados los proyectos bajo análisis; y (ii) caso con proyectos, en el cual se encuentran modelados los proyectos bajo análisis. Para dichos efectos, se utilizó la serie hidrológica extrema seca, es decir, aquella que contiene las cinco hidrologías más secas, y la serie hidrológica extrema húmeda, que contiene las cinco hidrologías más húmedas.

Visto lo anterior, se tiene que las hidrologías más secas corresponden a los periodos 1962-1963, 1968-1969, 1996-1997, 1998-1999 y 2016-2017. Por otra parte, las hidrologías más húmedas corresponden a los periodos: 1965-1966, 1972-1973, 1980-1981, 1982-1983 y 2002-2003. Una vez definido lo anterior, se revisó en la modelación ya efectuada la serie hidrológica en la cual se repiten más veces los datos más secos y húmedos. Por lo tanto, para observar los efectos económicos que contiene un proyecto frente a hidrologías extremas, se extrajo el resultado considerando dichas series, comparando de este modo como es la situación con y sin proyectos frente a una hidrología extrema seca o extrema húmeda.

6.4.4 ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Esta etapa tiene por objeto determinar los proyectos de expansión que promuevan las condiciones de oferta y faciliten la competencia, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y del suministro a mínimo precio, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87°

²⁰ Además, se consideran tres hidrologías sintéticas, tal cual se señala en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo, dando como resultado la modelación de 59+3 hidrologías.

letra b) de la Ley, analizando el aporte de las obras de expansión resultantes de las etapas anteriores, en cuanto reduzcan las eventuales diferencias de costos marginales esperados entre barras del sistema.

Para este análisis se realizó una comparación entre el escenario con los proyectos de expansión que han resultado de las etapas anteriores y el escenario sin ellos, realizando simulaciones de despacho económico que muestren las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, en conformidad a lo establecido en el artículo 20° de la Resolución Exenta N° 711. El monto de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resulta del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

Con los resultados de las simulaciones, la Comisión calculó un indicador representativo de los niveles de diferencia o congestión que existen entre las inyecciones y retiros de energía en el sistema, denominado “Riesgo de Transmisión”, calculando precios equivalentes de cada uno de éstos, en función de la valorización de la producción esperada para cada central de generación y el consumo esperado de cada retiro. Para estos efectos, se consideraron agrupaciones de unidades de generación, en base a criterios tales como propiedad o ubicación en el sistema, con el fin de representar el precio equivalente de producción de aquellas agrupaciones. El precio equivalente para cada barra de retiro se comparó respecto del precio de cada agrupación de unidades de generación, en valor absoluto, valorizándose esta diferencia con el nivel de consumo esperado de la barra, luego de lo cual se obtuvo el valor promedio de todas las comparaciones, conformándose el indicador para cada barra de retiro del sistema.

A continuación se presenta la fórmula de cálculo de los indicadores antes mencionados.

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*²¹, se determina la siguiente expresión:

$$PMRC = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{ret\ i,j,k} \cdot Ret_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Ret_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

Donde,

PMRC: Precio medio de retiro por consumidor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

De igual forma, para un conjunto significativo de barras de inyección, agrupadas en un *cluster*, se determina la siguiente expresión:

$$PMIP = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CMg_{iny\ i,j,k} \cdot Iny_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Iny_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

²¹ Se entenderá por “clúster de consumo” la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro física y monetariamente, de la misma forma se entenderá por clúster de generación la suma de la generación de todas las centrales de un productor física y monetariamente.

Donde,

PMIP: Precio medio de inyección del productor

i: Consumo aguas debajo de la barra de retiro

j: Mes del año

k: Bloque del mes

El efecto económico que tiene el plan de expansión propuesto se evalúa mediante el Riesgo de la Transmisión, el cual se evalúa con la siguiente expresión:

$$RT_c = \frac{\sum_{l=1}^n |(PMIP_l - PMRC_l)| \cdot Ret}{Cantidad\ de\ Productores\ Activos} (USD)$$

Donde,

RT_c : Riesgo de transmisión de un consumidor *c*.

PMIP: Precio medio de inyección del productor en un año.

PMRC: Precio medio de retiro de un consumidor

l: Productor activo en el año de análisis²².

Al realizar la comparación del Riesgo de Transmisión para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto del plan de expansión propuesto respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

6.4.5 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Esta etapa tiene por objeto determinar la conveniencia económica de los proyectos de expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores.

Esta etapa está compuesta de dos sub etapas: de Factibilidad y Valorización y de Evaluación Económica.

6.4.5.1 Sub Etapa de Factibilidad y Valorización de los Proyectos

En esta etapa se efectuaron los estudios de factibilidad y valorización de todos los proyectos que resultaron de las etapas anteriores de análisis.

El estudio de factibilidad consistió en la verificación de la información disponible para cada uno de los proyectos de expansión, esto es, sus características principales, plazos constructivos, alternativas y condiciones para su realización, entre otros.

Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado

²² Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, entre otros.

Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2020”.

Para el estudio de factibilidad y valorización se aplicó la siguiente metodología:

- Obtención de información técnica de instalaciones de transmisión para la evaluación del estado actual de éstas, capacidad de transporte de las líneas de transmisión, conexiones y espacios disponibles en subestaciones, interferencias con otras instalaciones actuales y proyectadas, entre otros.
- Definición y clasificación de cada uno de los proyectos en sub proyectos, para así ubicar y valorizar suministros y materiales, mano de obra, montaje, desmontajes, supervisión, faenas e ingeniería, estimación de plazos constructivos, interferencias con variables medioambientales, estimación de precios de servidumbres, valorización de costos directos e indirectos, recargos, entre otros.
- Para el cálculo del V.I. de cada proyecto, esta Comisión realizó sus estimaciones con los precios de elementos de equipamientos, materiales y mano de obra contenidos en planes de expansión anteriores, estudios de tarificación, entre otros.
- El cálculo del costo indirecto de gastos generales se realizó en base a la estimación de los costos directos de montaje eléctrico, construcción de obras civiles e inspección técnica de obras.
- El cálculo del costo indirecto de utilidades del contratista se realizó en base a la estimación de los costos directos, sin considerar ingeniería, costos ambientales, instalación de faenas, pruebas y puesta en servicio.
- El cálculo del costo indirecto de imprevistos se realizó en base a la estimación de costos directos de montaje eléctrico y construcción de obras civiles.
- El cálculo del costo indirecto de seguros en obra se realizó en base a la estimación de los costos directos de materiales civiles y eléctricos y costos de montaje y construcción de obras civiles.

Adicionalmente, y para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso final del artículo 87° de la Ley, en los V.I. referenciales de los proyectos que contemplan la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicados, se consideraron los costos asociados a la intervención y a los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Para estos efectos, se consideraron en la valorización costos directos de materiales, maquinarias y mano de obra necesarios para no degradar el desempeño de la instalación dedicada en cuestión, sin considerar desconexiones e interrupciones de suministro de las instalaciones intervenidas, de acuerdo a la siguiente metodología:

- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenida, con tal de determinar si dicha instalación tiene el enmallamiento suficiente para desconectarse y

ser intervenida sin interrumpir el suministro de ningún cliente. En este caso no se considera un costo adicional, dado que solo hay desconexión de la instalación intervenida.

- En el caso de proyectos que pueden ser construidos en etapas, se ha considerado una secuencia constructiva de características tales, que se aprovechen las redundancias presentes de los tramos y el enmallamiento producto del seccionamiento propuesto, en los casos que corresponda. En este caso no se considera un costo adicional, dado que no hay desconexión de la instalación del sistema dedicado que es intervenida, sin interrupción de suministro.
- Para los proyectos en que no es factible desconectar la instalación dedicada intervenida porque se interrumpiría el suministro de clientes, o no es posible desarrollar una secuencia constructiva, se ha considerado la construcción de un *by pass*, que consiste en un tramo de línea de aproximadamente 500 metros con las mismas características de la línea intervenida, y en otros casos, se ha considerado realizar trabajos con instalaciones energizadas para la conexión de ampliaciones de barras o desconexiones de *tap off*. El costo asociado corresponderá a la incorporación de dichos elementos adicionales.

Para los eventuales daños en la instancia constructiva del proyecto, sean estos por pérdida de abastecimiento de la demanda y/o limitación en la producción de la generación, u otros, se han considerado valores aproximados de los seguros respectivos, los cuales serán de cargo y responsabilidad del adjudicatario de cada proyecto.

Luego, y en cumplimiento de lo establecido en el inciso final del artículo 89° de la Ley, dentro del análisis de ingeniería de cada obra de expansión se definió, en los casos que correspondía, posiciones de paño en subestaciones dentro de las descripciones de proyectos, ya sean estas nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de los sistemas de transmisión nacional o zonal.

El procedimiento general de cálculo está detallado en el Capítulo 11 del presente informe.

En conformidad a lo establecido en el inciso final de la letra a) del artículo 21° de la Resolución Exenta N° 711, de los proyectos analizados en esta sub etapa de factibilidad y valorización no pasaron a la siguiente sub etapa de evaluación económica, incorporándose directamente al plan de expansión, aquellos que hayan resultado del Análisis de Suficiencia referidos en el literal a) del artículo 18° de la Resolución Exenta N° 711, es decir, aquellos proyectos de expansión que correspondan a equipamientos de transformación de las subestaciones de distribución, siempre que, calculados los respectivos plazos constructivos, se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes.

Asimismo, pasaron directamente a formar parte del plan de expansión aquellos proyectos que se obtuvieron como resultado del Análisis de Seguridad descrito en el numeral a) del artículo 19° de la Resolución Exenta N° 711, esto es, que permitan otorgar las redundancias necesarias de acuerdo al referido análisis.

6.4.5.2 Sub Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos

En esta etapa se evaluaron económicamente todos aquellos proyectos que resultaron de las etapas anteriores y que no hubieran sido incorporados directamente al plan de expansión por aplicación de la metodología descrita en las etapas anteriores.

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, se consideró:

- a) **Tasa de Actualización:** De acuerdo a lo establecido en el inciso quinto del artículo 87° de la Ley, corresponde a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2018” de febrero de 2018, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

- b) **Determinación del V.A.T.T. en Proyectos de Transmisión**

Para cada uno de los proyectos de expansión que se evalúan económicamente se determinó el Valor Anual de Transmisión por Tramos (V.A.T.T.), considerando la suma de la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.) de la obra, sus C.O.M.A. y el ajuste por efecto de impuesto a la renta. Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 21° de la RE N° 711, es decir, para el caso de obras de ampliación, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento de un 7% establecida en las Bases Técnicas y Administrativas definitivas del estudio de valorización a que se refiere el artículo 107° de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta N° 272 de la Comisión, de 26 de abril de 2019. Tratándose de obras nuevas, el correspondiente A.V.I. se determinó considerando el V.I. estimado de la obra, la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de descuento antes referida, pero sin aplicar la limitación de que ésta no pueda ser inferior a un 7% ni superior a un 10%. De esta forma, y de acuerdo al Informe Técnico, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5%.

Para efectos de lo anterior, se utilizó una vida útil estimada de 50 años para los proyectos de líneas y subestaciones de transmisión.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión zonal resultantes de la etapa de Análisis de Seguridad, se comparó el V.A.T.T. del o los proyectos que permitan responder ante la salida intempestiva de la rama correspondiente, incorporando la inversión desde su ingreso en operación esperada, con la ENS respectiva, ambas a valor presente, y considerando como plazo máximo el horizonte de planificación del proceso en curso. Luego, se incorporaron al presente plan de expansión aquellos proyectos de expansión de transmisión zonal que presentaron beneficios netos positivos.

Tratándose de los proyectos de transmisión que resultaron recomendados de la etapa de Análisis de Resiliencia, estos se incluyeron en el plan de expansión si cumplían alguna de las siguientes hipótesis:

- a) Cuando se requieren para el cumplimiento de la normativa vigente;
- b) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos al comparar el V.A.T.T. del o los proyectos analizados que permitan asegurar el abastecimiento de la demanda respecto de la valorización de la ENS, ambos llevados a valor presente.
- c) Cuando hayan presentado beneficios netos positivos en al menos el 50% de los EGPT, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N° 711.

En el caso de aquellos proyectos resultantes de la etapa de Análisis de Suficiencia que mejoraran los costos de operación y falla del SEN, se aplicó la misma metodología descrita en el literal c) precedente.

En el caso de la evaluación económica de los proyectos de transmisión que hayan resultado recomendados en el Análisis de Mercado Eléctrico Común, se verificó el cumplimiento de la hipótesis establecida en el literal c) precedente.

6.4.5.3 Conformación del Plan de Expansión Anual de la Transmisión

Concluida la etapa de evaluación económica, se procedió a conformar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2020, según el resultado de las etapas anteriores.

7 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

A continuación, se describen las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas, de acuerdo a lo establecido en las etapas de análisis metodológicas antes expuestas.

7.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

7.1.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES KIMAL Y LAGUNAS

El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas” consiste en el desarrollo de cuatro obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos son:

- 1- “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal”
- 2- “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”
- 3- Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas
- 4- Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)

Este proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de transporte para exportación de generación y/o abastecimiento de la demanda en las comunas de María Elena, Pozo Almonte, Iquique y Pica en el mediano y largo plazo.

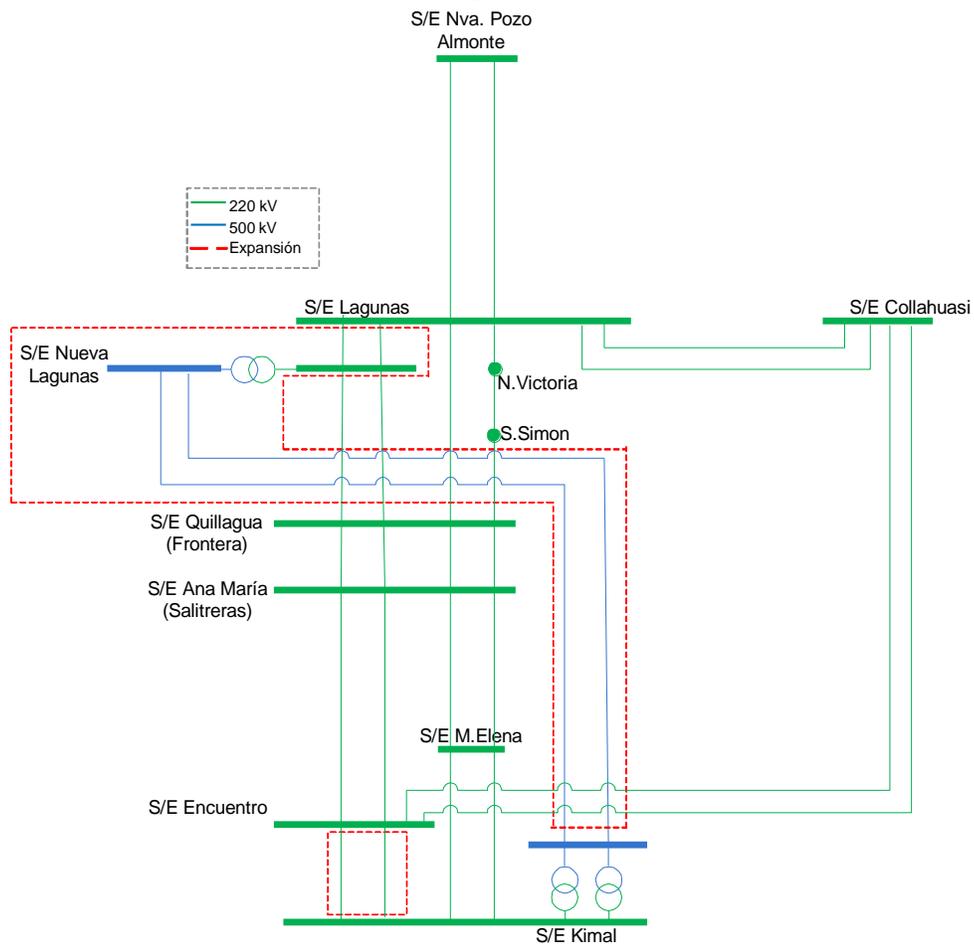
La obra “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal” consiste en el cambio de conductor, de aproximadamente 10 km, que une a las subestaciones Kimal y Encuentro, pasando de una capacidad actual de 500 MVA por circuito, a una capacidad de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

Asimismo, la obra “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas – Lagunas”, consiste en el cambio de conductor, de aproximadamente 5 km, del tramo que unirá la futura S/E Nueva Lagunas y Lagunas, pasando a una capacidad de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C con sol.

En tanto, la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x500 kV de al menos 1.700 MVA por circuito a 35°C con Sol entre la subestación Kimal y la Nueva subestación Nueva Lagunas. Esta nueva subestación contará con un banco de auto transformadores 500/220 kV de, al menos, 750 MVA. Además, en esta nueva subestación se debe seccionar 2x220 kV Encuentro - Lagunas. El proyecto considera la ampliación del tramo resultante entre la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas, de modo de alcanzar una capacidad de transporte de, al menos 1.000 MW, por circuito a 35°C en dicho tramo.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.1: Diagrama referencial del proyecto Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas.



7.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 31 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Ampliación de la línea de transmisión 2x220 kV Kimal – Encuentro”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 31: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	9.596	16.517	13.462	13.888	18.190
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9.602	16.524	13.468	13.895	18.196

Beneficios (Base – Proyecto)	963	7	1.010	117	466
------------------------------	-----	---	-------	-----	-----

La Tabla 32 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nueva Sistema 500 kV Kimal – Nueva Lagunas”, para cada escenario de simulación de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 32: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	9.660	16.385	13.422	13.798	17.906
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9.816	16.541	13.578	13.953	18.062
Beneficios (Base – Proyecto)	749	-10	901	59	581

La Tabla 33 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 33: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	9.524	16.376	13.335	13.744	17.885
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	9.686	16.539	13.497	13.907	18.048
Beneficios (Base – Proyecto)	879	-7	981	105	595

En los resultados expuestos anteriores se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en cuatro de los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Kimal y Lagunas” en el presente proceso de expansión.

7.1.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta” consiste en el desarrollo de dos obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos son:

- 1- “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”
- 2- “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”

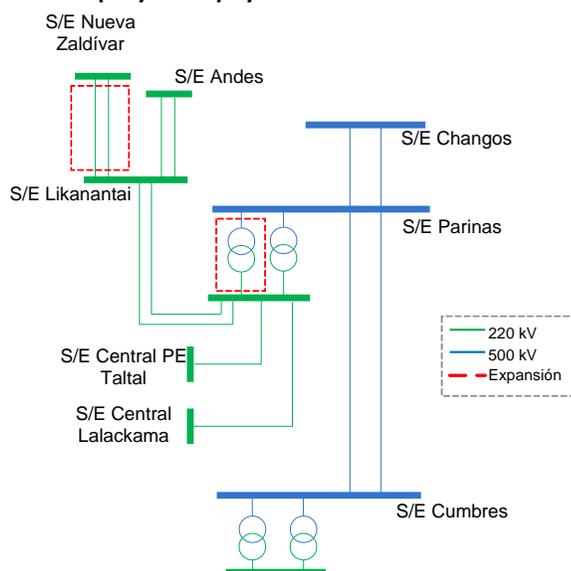
Este proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de transporte para exportación de generación y/o abastecimiento de la demanda en las comunas de Taltal y Antofagasta.

La obra “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)” consiste en la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de, al menos, 750 MVA de capacidad.

En tanto, la obra “Ampliación de Capacidad Línea 2x220 kV Likanantai – Nueva Zaldívar” consiste en el cambio de conductor de la línea 2x220 kV Likanantai – Nueva Zaldívar por uno de alta temperatura y baja flecha, que permita al menos una capacidad de transporte de 660 MVA por circuito a a 35°C.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.2:Diagrama referencial del proyecto apoyo al sistema de transmisión de la Región de Antofagasta.



7.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 34 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 34: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	10.487	16.484	14.357	13.893	18.578
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.503	16.500	14.373	13.909	18.594
Beneficios (Base – Proyecto)	62	32	106	103	48

La Tabla 35 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 35: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	10.104	16.407	13.793	13.464	18.104
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.115	16.418	13.804	13.475	18.115
Beneficios (Base – Proyecto)	450	113	675	537	528

La Tabla 36 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el “Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2, pero considerando que el sistema cuenta con el proyecto “Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)” tanto en el caso base como el caso con expansión.

Tabla 36: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.487	16.484	14.357	13.893	18.578
Costo Operacional Con Proyecto	10.118	16.388	13.772	13.458	18.110
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.129	16.399	13.783	13.469	18.121
Beneficios (Base – Proyecto)	358	85	574	424	457

De los resultados anteriores se observa que los proyectos otorgan beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión de la Región de Antofagasta” en el presente proceso de expansión.

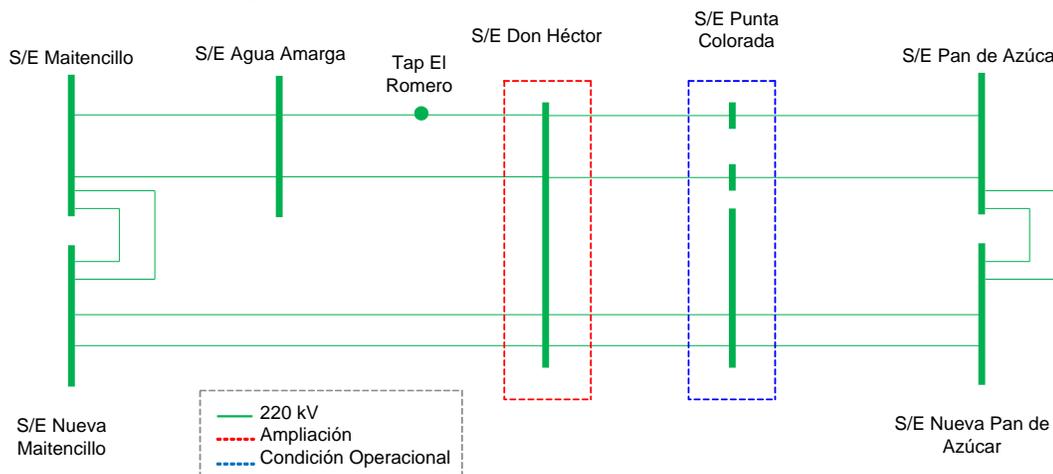
7.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión del sistema de 220 kV de la Región de Atacama, al permitir un uso más eficiente de los circuitos dispuestos entre las subestaciones Maitencillo y Punta Colorada, con la finalidad de permitir el desarrollo del potencial de generación de la zona y reducir el riesgo de vertimiento de las centrales ubicadas en las comunas de Vallenar, Freirina y La Higuera, durante todo el período de análisis.

Para el cumplimiento de lo descrito en el párrafo anterior, se propone el seccionamiento de la nueva línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, de 500 MVA por circuito, en la S/E Don Héctor. Adicionalmente, y sólo como una simplificación para efectos de la simulación de la operación del sistema en los análisis desarrollados, se supuso una operación de la actual línea 2x220 kV Maitencillo – Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar (197 MVA por circuito) en condición expresa entre las subestaciones Don Héctor y Pan de Azúcar, lo que supone operar cerrado únicamente el interruptor central de la diagonal a la que se conecta cada circuito para permitir esta configuración topológica.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.3: Diagrama referencial del proyecto seccionamiento en S/E Don Héctor.



7.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación, de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 37: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643
Costo Operacional Con Proyecto	10.521	16.424	14.399	13.970	18.464
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.533	16.436	14.410	13.981	18.476
Beneficios (Base – Proyecto)	32	95	69	31	167

De los resultados anteriores, se observa que el proyecto otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada” en el presente proceso de expansión, la cual permitirá un mayor desarrollo del potencial de generación y una disminución de los riesgos de vertimiento de centrales en la zona.

7.1.4 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES NUEVA PAN DE AZÚCAR Y POLPAICO.

El proyecto “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico” se compone de las siguientes propuestas de expansión:

1. Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)
2. Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT).
3. Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito.

Este proyecto tiene como objetivo ampliar la capacidad de transmisión entre la Región de Coquimbo, la Región de Valparaíso y la Región Metropolitana, de modo de promover el desarrollo del potencial de generación en la zona norte del país, generando condiciones de competencia que conlleven una reducción en los costos de operación y menores precios al cliente final.

Adicionalmente, este proyecto permite incrementar la seguridad de abastecimiento de la demanda de la Región de Valparaíso, siendo especialmente relevante debido al proceso de retiro de centrales a carbón actualmente en curso.

Por otra parte, es importante destacar el hecho de que este proyecto constituye un complemento al futuro sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, no sólo porque permite el desarrollo del potencial de generación renovable del norte chico, sino que además permite acotar los efectos de un eventual retraso en la materialización del proyecto en corriente continua.

De esta forma, se propone la construcción de una nueva línea 2x500 kV entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Nogales, con una capacidad de 1.700 MVA por circuito, a 35° con sol, con el tendido del primer circuito. Además, el proyecto incluye la ampliación de la subestación Nogales, generando un nuevo patio de 500 kV, con la finalidad de permitir la llegada de esta nueva línea y la instalación de un banco de autotransformadores 500/220 kV con capacidad nominal de, al menos, 750 MVA.

Tabla 39: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.487	16.484	14.357	13.893	18.578
Costo Operacional Con Proyecto	10.328	16.056	14.061	13.739	17.765
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.486	16.215	14.220	13.897	17.923
Beneficios (Base – Proyecto)	1	269	137	-4	655

Como se observa en la tabla anterior, en los escenarios de demanda baja existe una competencia entre los proyectos por capturar los beneficios operacionales del sistema, mientras que en los escenarios de demanda media y alta ambas obras se complementan.

Finalmente, se realiza el mismo ejercicio anterior, pero considerando un posible retraso de 2 años en la materialización del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, con lo cual se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 40: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.577	16.616	14.469	13.974	18.719
Costo Operacional Con Proyecto	10.381	16.145	14.133	13.787	17.859
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	10.540	16.303	14.292	13.946	18.017
Beneficios (Base – Proyecto)	38	313	177	28	701

En los resultados expuestos se observa que el proyecto cumple con los criterios para ser incorporado en el presente plan de expansión, ya que otorga beneficios netos en tres de los cinco EGPT, en particular en los aquellos que presentan trayectorias de demanda media y alta.

Junto con lo anterior, es del caso destacar la importancia que tiene la intensidad en el retiro de centrales a carbón en el desempeño económico de la obra, ya que los tres escenarios en los cuales el proyecto entrega mayores beneficios presentan una intensidad de retiro de centrales a carbón medio o alto, conforme a las curvas de descarbonización contenidas en el IAA 2020 de la PELP.

Finalmente, y en virtud de los resultados mostrados en la Tabla 40, se concluye que esta obra permitiría atenuar los posibles perjuicios que traería un retraso en la puesta en servicio del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra “Apoyo al Sistema de Transmisión entre las Subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico” en el presente proceso de expansión.

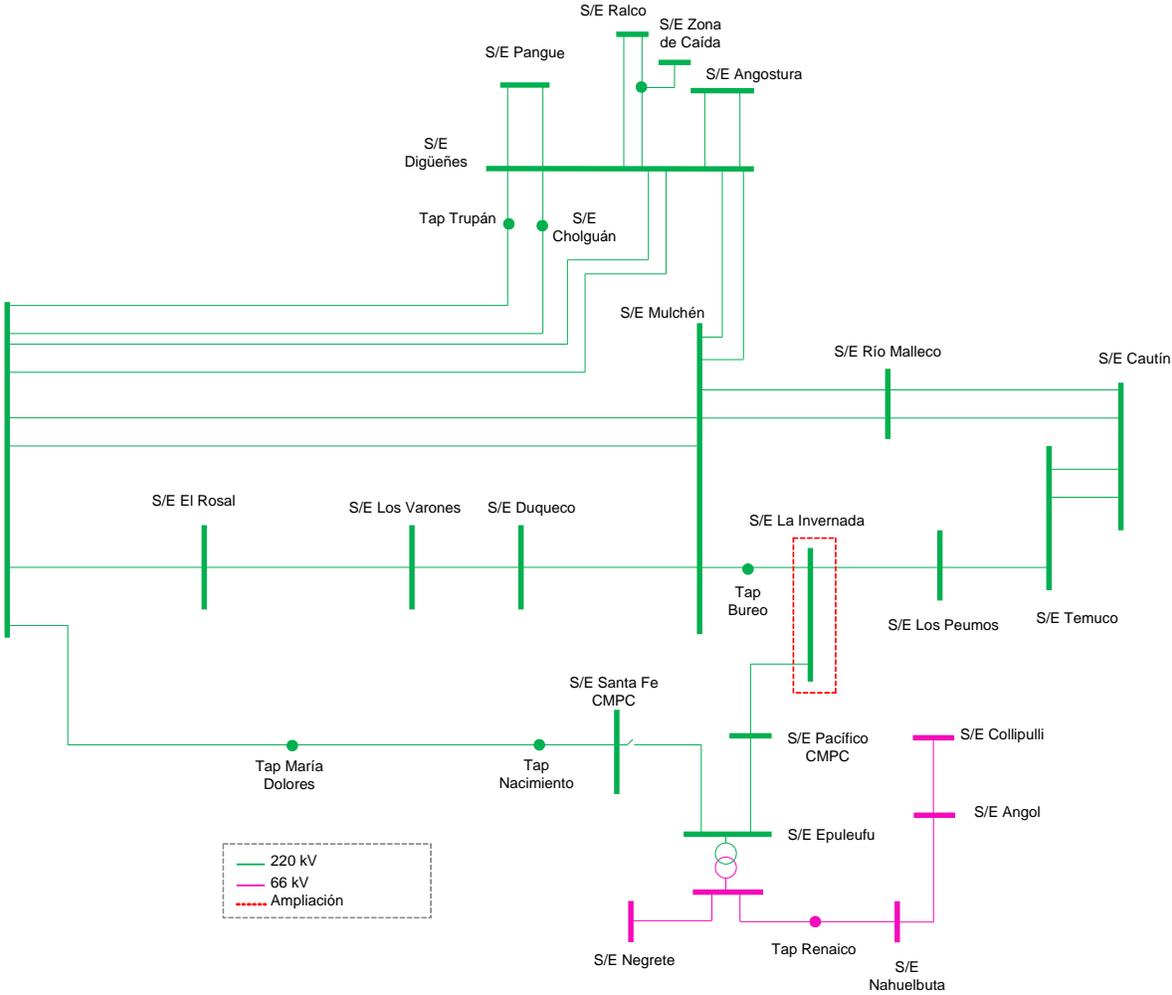
7.1.5 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

El proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Invernada” tiene como objetivos aumentar la seguridad en el abastecimiento de la demanda de las comunas de Malleco, Negrete, Renaico, Angol, Los Sauces y Collipulli, así como permitir el desarrollo y la evacuación del potencial eólico de la zona hacia el Sistema de Transmisión Nacional.

De esta forma, para el cumplimiento de lo descrito previamente, se propone seccionar la actual línea Duqueco – Los Peumos (futura línea Mulchén – Los Peumos) en las cercanías del antiguo tap off La Esperanza, de propiedad de Transelec.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.5: Diagrama referencial del proyecto Nueva S/E La Invernada.



7.1.5.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.5.2, con el propósito de determinar los beneficios que otorga la obra durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La siguiente tabla muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.4.5.2.

Tabla 41: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.701	59.752	34.278	24.557	60.020
Costo Operacional Con Proyecto	20.678	59.739	34.259	24.536	60.000
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.688	59.749	34.269	24.546	60.010
Beneficios (Base – Proyecto)	13	3	9	11	10

De los resultados anteriores se observa que el proyecto “Nueva S/E La Invernada” otorga beneficios en los cinco EGPT. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nueva S/E La Invernada” en el presente proceso de expansión, el cual permitirá incrementar la seguridad de abastecimiento y permitirá el desarrollo y evacuación del potencial de generación de las provincias del Biobío y Malleco.

7.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

La seguridad de un sistema interconectado se define como la capacidad que posee el sistema de transmisión de resistir la ausencia de una de sus instalaciones, ya sea por la salida intempestiva o una contingencia. En esta sección se listan las obras de expansión que necesita el sistema para evitar perder el nivel de seguridad en el sistema eléctrico interconectado, a lo menos, hasta el año 2027, así como aquellas obras requeridas para garantizar la seguridad y calidad de servicio, dando cumplimiento, en particular, a las exigencias que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio al proceso de planificación de la transmisión.

7.2.1 PROYECTOS PARA GARANTIZAR LA SEGURIDAD

7.2.1.1 Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui y Aumento de la capacidad de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén

Los proyectos “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén” tienen por objetivo asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en el Sistema de Transmisión Nacional, habida consideración del retiro de las centrales Bocamina 1 y 2, como parte del plan de descarbonización actualmente en curso.

Los análisis realizados por esta Comisión muestran que, al año 2027, no es posible abastecer la demanda del gran Concepción, con criterio de seguridad N-1 en las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, sin despachar generación térmica fuera de orden económico en un escenario de demanda máxima de verano (35°C con Sol). En particular, las simulaciones realizadas muestran que, en un escenario de demanda máxima de verano y en ausencia de generación térmica, existe una sobrecarga en la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén ante la salida de servicio intempestiva de alguna de las siguientes líneas:

- 1x220 kV Charrúa – Concepción
- 1x220 kV Charrúa – Hualqui
- 1x220 kV Hualqui – Lagunillas

Lo anterior justifica el aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, de manera de que su capacidad de transmisión sea de al menos 230 MVA a 35°C con Sol.

Por otro lado, tomando en cuenta el escenario antes descrito, los resultados muestran que la salida de servicio intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén llevan la cargabilidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualqui a valores superiores al 90%, lo cual justifica el aumento de capacidad de transmisión en el corredor Charrúa – Hualqui, mediante el tendido del segundo circuito.

Finalmente, es importante señalar que se hicieron análisis adicionales a los descritos previamente, en donde se evaluó desde un punto de vista económico el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui”, cumpliendo con los criterios señalados en el numeral 6.4.5.2 para su incorporación en el

presente plan de expansión. Los resultados de esta evaluación se encuentran contenidos en los Anexos de este informe técnico.

7.2.2 PROYECTOS PARA GARANTIZAR LA CALIDAD DE SERVICIO

7.2.2.1 Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud

El proyecto de expansión Nacional “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)”, tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido al sur de la S/E Puerto Montt. Lo anterior, en particular para garantizar el cumplimiento de lo establecido en el Artículo 5-19 de la NTSyCS.

De acuerdo al análisis realizado por esta Comisión, en un escenario de demanda mínima coincidente proyectada al año 2025, la tensión en las barras de 220 kV en las SS/EE ubicadas en la isla de Chiloé supera el umbral de tensión establecido en la NTSyCS vigente.

Al respecto, cabe indicar que la condición de operación analizada no corresponde a una situación poco habitual, ya que el resultado de los niveles de tensión alcanzados se encuentra fuertemente influenciado por la condición de demanda mínima local, la cual presenta valores similares a lo largo del año, por lo que se espera que dicha condición se presente con una periodicidad diaria o, al menos, semanal.

Adicionalmente, es importante señalar que en la zona de análisis no existen recursos disponibles para efectos de controlar la magnitud de las tensiones dentro del rango establecido en la normativa, lo cual se vuelve especialmente relevante al considerar que en los próximos años se pondrán en servicio líneas de transmisión importantes y que no incluyen elementos de compensación reactiva.

Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de un nuevo reactor de barra de 50 MVAR en la S/E Nueva Ancud.

7.2.3 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN ESTÁTICA REACTIVA EN S/E ENTRE RÍOS

El proyecto de expansión Nacional “Nuevo Equipo de Compensación Estática Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)”, tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, incorporando recursos para el control de los niveles de tensión en los nodos del Sistema Nacional comprendido entre las subestaciones Ancoa y Mulchén.

De acuerdo con el análisis realizado por esta Comisión, en escenarios de demanda mínima coincidente proyectada al año 2025, la tensión en la barra de 500 kV en la S/E Ancoa supera el umbral de tensión establecido en la NTSyCS vigente.

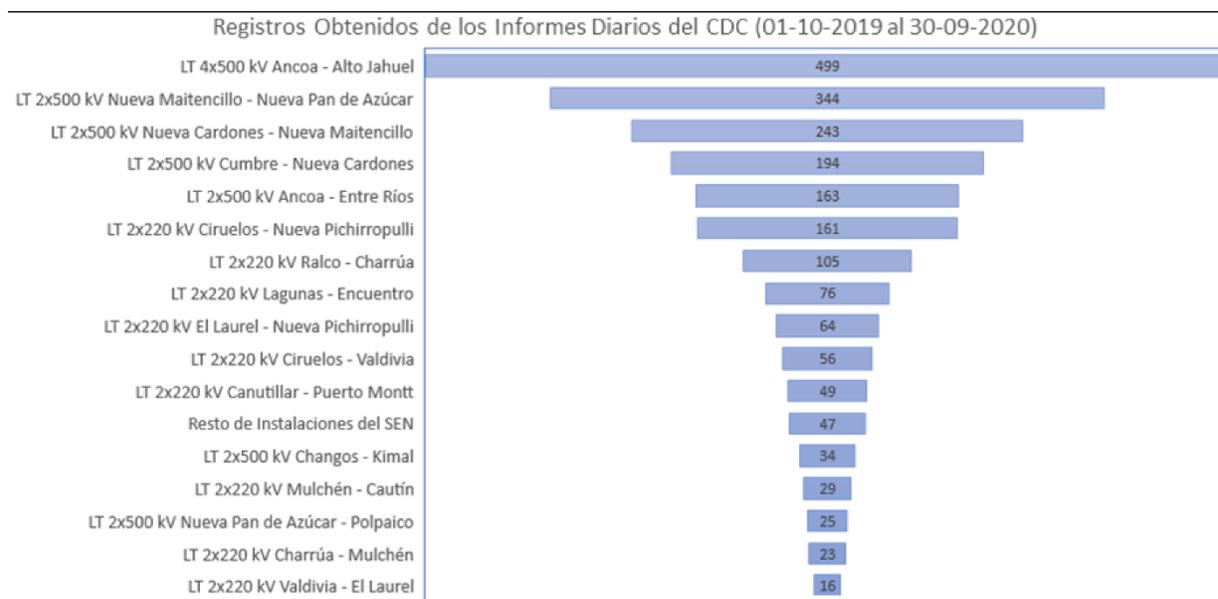
Por otra parte, si bien es cierto que es posible mantener la tensión en esta barra y su entorno dentro de la banda permitida por la normativa mediante el uso de los recursos de control de tensión disponibles en el sistema, lo anterior se consigue mediante la operación conjunta de una serie de elementos dispuestos para estos efectos, tales como el cambio de posición de los tap en los bancos de autotransformadores 500/220 kV del sistema y la conexión y desconexión de reactores y condensadores shunt. Sin embargo, estos recursos han demostrado no ser

suficientes para conseguir atenuar las sobretensiones que se presentan en el sistema, siendo necesario recurrir a la ejecución de maniobras en elementos que poseen otros fines, en particular los circuitos de líneas de transmisión.

En este sentido, la incorporación de un equipo de compensación reactiva dinámica en alguna de las SS/EE que componen el sistema de 500 kV, permitiría prescindir de la ejecución de maniobras operacionales en elementos serie del sistema de transmisión (circuitos de línea, compensaciones serie), para efectos de controlar la tensión de las barras de 500 kV de la S/E Ancoa y aquellas ubicadas en su entorno, garantizando con ello una operación segura y con los estándares de calidad requeridos por la normativa técnica.

En particular, esta Comisión busca evitar la necesidad de desconectar los circuitos de 500 kV que se conectan a la S/E Ancoa para efectos de controlar tensión, situación que, si bien se encuentra dentro de los elementos de que dispone el Coordinador para dichos efectos, su uso en forma recurrente da cuenta de la frecuencia con que se presentan condiciones de niveles de tensión elevados en el sistema, tal como se ha registrado en el último tiempo, en donde se han ejecutado más de 500 maniobras de apertura de los circuitos de 500 kV que llegan a la S/E Ancoa en el espacio de un año aproximadamente, como lo indica el “Informe Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión 2020²³”. A continuación se presenta una figura tomada del informe señalado, en donde se aprecia la dimensión del requerimiento en cuanto a la frecuencia con que se han tomado acciones de este tipo para contener las alzas de tensión.

Figura 7.6: Registro de maniobras ejecutadas para regular tensión en el SI (oct-19 a sep-20).



Adicionalmente, es importante indicar que la problemática expuesta debiera verse agudizada en la medida en las centrales a carbón ubicadas en la región del Bio Bio se retiren de servicio,

²³ Informe DAOP N°11/2020 Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión Versión definitiva. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/Informe-Requerimientos-de-Mejoras-de-las-Instalaciones-de-Transmisi%C3%B3n-Versi%C3%B3n-Final-2020.pdf>

así como por efecto de la creciente participación de centrales que presentan producción variable, especialmente aquellas de régimen diurno, lo que se traduce en niveles de utilización igualmente variable de los corredores de transmisión en 500 kV, con las consecuentes variaciones de tensión en igual régimen en dichas instalaciones.

En atención a lo anteriormente señalado, el análisis realizado por esta Comisión consideró dos posibles ubicaciones para el equipo de compensación estática reactiva:

- Ancoa 500 kV
- Entre Ríos 500 kV

Para cada una de estas posibles ubicaciones, se tomaron en cuenta dos escenarios de demanda proyectada al año 2025:

- Demanda máxima coincidente en todo el SI.
- Demanda máxima coincidente en todo el SI, considerando que el tap de los bancos de autotransformadores 500/220 kV en las SS/EE al norte de Ancoa están en su posición neutral (escenario que resulta en la mayor tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa).

Los resultados del análisis realizado se presentan en los siguientes gráficos:

Figura 7.7: Tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa para distintas compensaciones de reactivos en la S/E Ancoa 500 kV.

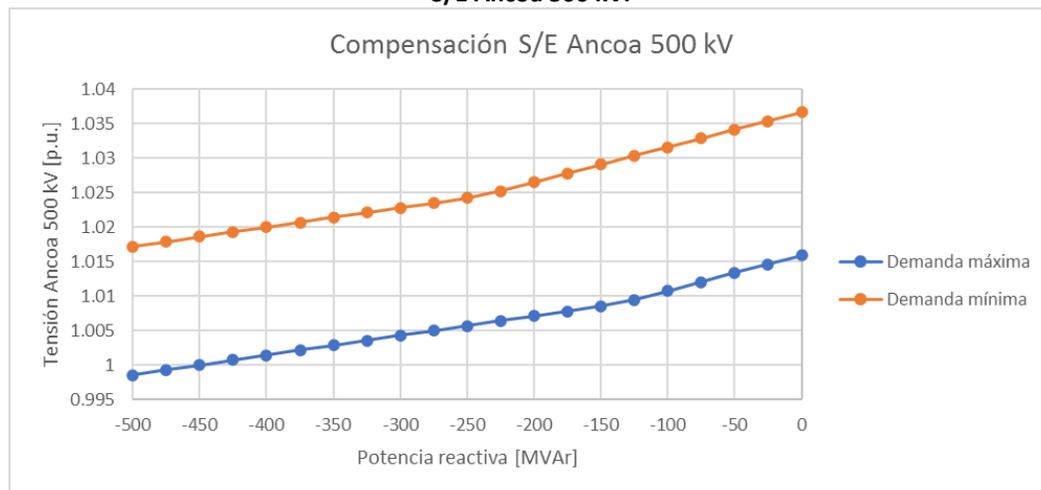
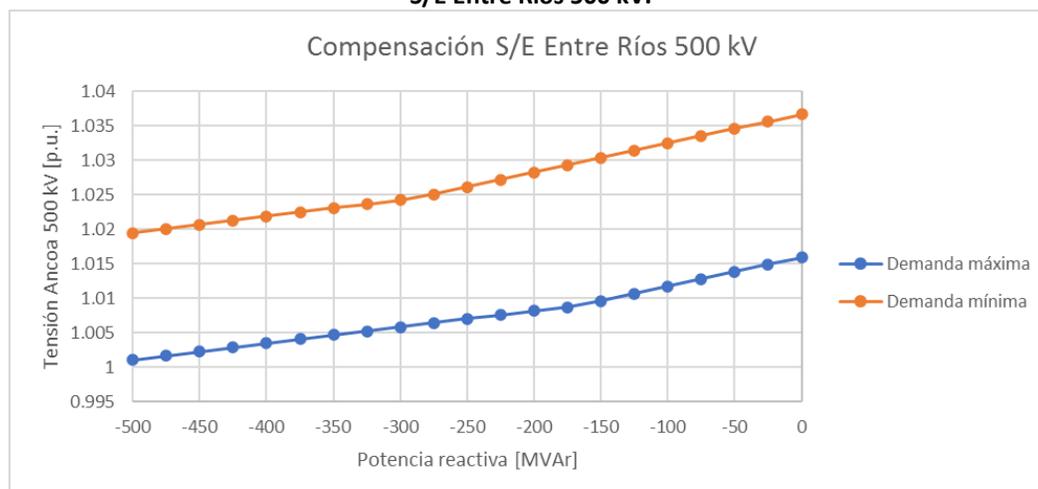


Figura 7.8: Tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa para distintas compensaciones de reactivos en la S/E Entre Ríos 500 kV.



De acuerdo con los resultados presentados, un equipo de compensación estática reactiva de, al menos, 200 MVAR, ubicado en alguna de estas subestaciones, entrega los recursos suficientes para mantener la tensión en las barras de 500 kV en la S/E Ancoa (y su entorno) dentro de los niveles indicados en el Artículo 5-19 de la NTSyCS, incluso en escenarios de demanda mínima, garantizando con ello una operación segura del sistema, sin la necesidad de recurrir a maniobras de apertura de circuitos de líneas de transmisión para estos efectos.

En cuanto a la ubicación del equipo de compensación, los resultados obtenidos muestran que la S/E Ancoa entrega mejores resultados para un mismo monto de compensación, por lo que fue analizada en primer lugar. Sin embargo, el análisis de factibilidad desarrollado por esta Comisión mostró la existencia de dificultades para el desarrollo del proyecto en la S/E Ancoa, por lo que esta alternativa fue parcialmente descartada.

Dado lo anterior, y para efectos de dar solución a la problemática, esta Comisión propone la instalación de un nuevo equipo de compensación estática reactiva de 200 MVAR en la barra de 500 kV de la S/E Entre Ríos, la cual no presenta dificultades para la ejecución del proyecto.

7.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD ANALIZADOS POR COSTO DE FALLA DE CORTA DURACIÓN

La siguiente obra propuesta fue analizada en términos de su contribución al abastecimiento de la demanda en situaciones de contingencia, siendo cuantificado dicho aporte a la seguridad mediante la valorización de los beneficios que entrega cada obra en términos del ahorro en Energía No Suministrada (ENS) en términos esperados, valorizada a Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), de acuerdo con la metodología indicada en el numeral 6.4.3.1.

En las evaluaciones, la tasa de descuento utilizada depende del tipo de obra evaluada. En el caso de tratarse de obras nuevas, la tasa de descuento corresponde a un 5%, mientras que para obras de ampliación se utiliza una tasa de descuento de 7%.

7.3.1 AMPLIACIÓN EN S/E QUILICURA (NTR ATMT)

La obra de ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D “Ampliación en S/E Quilicura (NTR ATMT)” tiene como objetivo incrementar el nivel de seguridad y confiabilidad del abastecimiento de las demandas conectadas en 23 kV de la S/E Quilicura.

El proyecto consiste en la instalación de una nueva unidad de transformación 110/23 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Quilicura.

La obra permitirá otorgar a la subestación una condición de seguridad en el abastecimiento de la demanda ante la salida intempestiva de la única unidad de transformación 110/23 kV existente en S/E Quilicura.

La siguiente tabla muestra los beneficios económicos que resultan del análisis de seguridad realizado:

Tabla 42: Evaluación económica del proyecto.

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Ingresos CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
S/E Quilicura: Nuevo Equipo 110/23 kV de 50 MVA	3.979.152	-2,70	3,07	0,37

A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto “Ampliación En S/E Quilicura (NTR ATMT)” entrega un beneficio de 0,37 millones de dólares en valor presente. Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.

7.4 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Para llevar a cabo el análisis de requerimiento de abastecimiento de la demanda se consideró un horizonte de análisis de veinte años y distintos escenarios de desarrollo futuro de generación en el país.

A continuación, se listan las expansiones de líneas y equipos de transformación que se requieren para el abastecimiento de los crecimientos de demanda en el período de análisis, siendo analizados de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.4.2 del presente informe.

Tabla 43: Proyectos de expansión de transmisión zonal por suficiencia

N°	Proyecto	Sistema
1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	Zona B
2	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	Zonal B
3	Aumento de capacidad línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Zonal B
4	Ampliación S/E Chicureo (NTR AT/MT)	Zonal D
5	Ampliación en S/E Macul (NTR AT/MT)	Zonal D
6	Ampliación en S/E Recoleta (NTR AT/MT)	Zonal D
7	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR AT/MT)	Zonal D
8	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo	Zonal E
9	Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira	Zonal E
10	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II	Zonal E
11	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado	Zonal E
12	Aumento de la capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas	Zonal E
13	Ampliación en S/E Hualte (NTR AT/MT)	Zonal E
14	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR AT/MT)	Zonal E
15	Ampliación en S/E La Ronda (NTR AT/MT)	Zonal E
16	Ampliación en S/E Las Cabras (RTR AT/MT)	Zonal E
17	Nueva S/E Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu - Linares	Zonal E
18	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR AT/MT)	Zonal E
19	Ampliación en S/E Monterrico (NTR AT/MT)	Zonal E
20	Nueva S/E Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista - Rauquén	Zonal E
21	Nueva S/E Itata y Nueva línea 1x66 kV Hualte - Itata	Zonal E
22	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR AT/MT)	Zonal E
23	Ampliación en S/E Parronal (NTR AT/MT)	Zonal E
24	Ampliación en S/E Perales (NTR AT/MT)	Zonal E
25	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	Zonal E
26	Aumento de la capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puente Alta	Zonal E
27	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR AT/MT)	Zonal E
28	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR AT/MT)	Zonal E
29	Nueva S/E Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue - Rosario	Zonal E
30	Nueva S/E Seccionadora Buli	Zonal E
31	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR AT/MT)	Zonal F

SISTEMA ZONAL B

7.4.1 APOYO AL ABASTECIMIENTO DE OVALLE

El proyecto “Apoyo al abastecimiento de Ovalle” está compuesto de las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT); Nuevo Patio 220 kV (IM); y Nuevo Transformador (ATAT)
- Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca
- Aumento de capacidad línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle

El conjunto de estas obras de expansión tiene como objetivo brindar un punto de suministro alternativo a la S/E Ovalle, de modo de abastecer la demanda asociada a esta subestación y a las que se alimentan a través de ella de forma radial, cumpliendo el criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2039.

Actualmente, las SS/EE Ovalle, Punitaqui y Monte Patria son abastecidas radialmente a través de la línea 2x110 kV El Peñón – Ovalle. Lo anterior, debido a que la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, opera en condición normalmente abierta en Illapel, al igual que la línea 1x66 kV Ovalle – Illapel, la que opera abierta en la S/E Combarbalá. Por lo tanto, la demanda de Punitaqui, se alimenta a través de la S/E Ovalle.

De acuerdo con las simulaciones realizadas por esta Comisión, y a la proyección de demanda considerada, las líneas 2x110 kV El Peñón – La Ruca y La Ruca - Ovalle, presentan flujos sobre el 90% de su capacidad al año 2027. Asimismo, la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – El Peñón, mantiene flujos cercanos al 80% al mismo año, y por lo tanto deberían ser ampliadas en el corto plazo. La cargabilidad máxima de las líneas señaladas se presenta durante los meses de verano, con temperatura ambiente alrededor de 35°C.

Por otro lado, como parte de los antecedentes recibidos con motivo de la convocatoria a presentación de proyectos de expansión para el presente proceso de planificación, se encuentran los relativos a la construcción de una nueva minera en la zona, la cual se abastecería desde la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, con una demanda de alrededor de 25 MW. Este antecedente fue considerado, en particular, para el dimensionamiento en el largo plazo de la solución propuesta, pero no para definir el requerimiento de la obra de expansión, ya que dicha definición se justifica por el nivel de demanda actual y los crecimientos vegetativos de la zona.

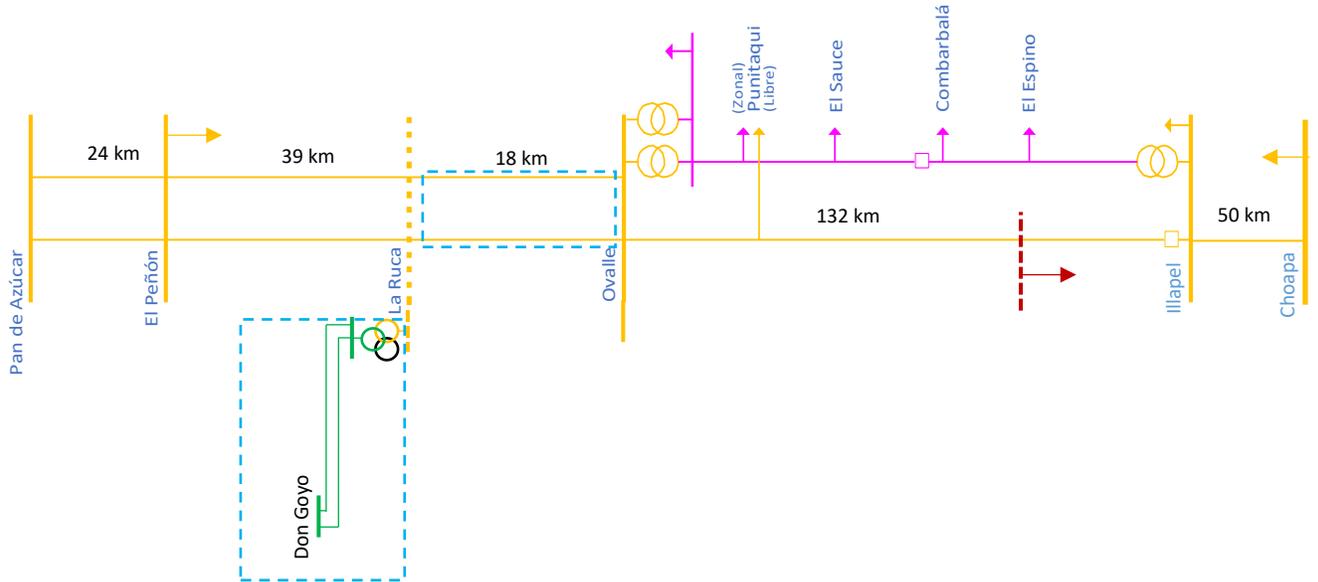
Por lo tanto, para efectos de abastecer la demanda de la zona de Ovalle y alrededores, esta Comisión propone la construcción de una línea 2x220 kV, con una capacidad de transmisión de al menos 170 MVA a 35°C con Sol, entre la S/E Don Goyo y S/E La Ruca.

Adicionalmente, la barra de 220 kV de S/E La Ruca deberá considerar, al menos, 3 posiciones que permitan la conexión de la Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y el nuevo equipo de transformación 220/110 kV de 150 MVA. El proyecto además contempla el cambio de conductor de la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, por un conductor de una capacidad de al menos 150 MVA por circuito a 35° con sol.

Finalmente, la propuesta considera la ampliación de S/E Don Goyo en al menos dos posiciones, para permitir la conexión de la nueva línea de transmisión.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.9: Unilineal proyecto abastecimiento Ovalle.



Cabe señalar que se consideraron distintas alternativas para llegar, finalmente, a la solución propuesta, siendo esta la que mejor se ajusta a los requerimientos en el largo plazo para el abastecimiento de la demanda de la zona, así como a los demás objetivos que persigue el proceso de planificación de la transmisión, en particular la minimización de los riesgos de abastecimiento de la demanda frente a eventualidades.

En cuanto a las alternativas descartadas, en primer lugar, se revisó la solución operacional consistente en cerrar la línea 1x110 kV Ovalle – Illapel, sin embargo, la distribución de flujos no permite disminuir la cargabilidad de la línea en el tramo El Peñón – Ovalle. Además de lo anterior, en el caso en que la demanda aumente, por ejemplo, debido a la futura instalación de minería en la zona, la línea 1x110 kV Choapa – Illapel también presentaría sobrecargas.

A continuación, la primera alternativa de proyecto que se analizó fue la ampliación de capacidad de las líneas 2x110 kV El Peñón – La Ruca y La Ruca – Ovalle (67 km), tramos que sobrepasan el 90% de capacidad al año de análisis. Sin embargo, debido a que la línea 2x110 kV Pan de Azúcar – Ovalle también presenta altos niveles de cargabilidad, en los años siguientes también sería necesaria una ampliación de la capacidad de dicho tramo, resultando en una obra de cambio de conductor de casi 100 km de línea, más los posibles cambios de estructuras que resulten del análisis de ingeniería básica del proyecto, redundando en un proyecto costoso y de limitado aporte a la suficiencia y seguridad de la zona, por lo que también fue descartado.

La segunda alternativa de proyecto considerada consistió en abastecer a la ciudad de Ovalle mediante un nuevo punto de inyección, siendo la S/E Don Goyo el punto seleccionado por encontrarse ubicada a una latitud similar a dicha localidad. Sin embargo, al estudiar el área de la S/E Ovalle, se constató que dicha subestación no contaba con espacio suficiente para las

ampliaciones que se debían realizar para la llegada de la nueva línea, no siendo factible su ampliación, debido a su emplazamiento al interior de la ciudad.

Figura 7.10: Emplazamiento S/E Ovalle.



Luego se analizó la posibilidad de llegar a una nueva subestación en las inmediaciones de Ovalle, por el norte, tal que seccione la línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, y considere el repotenciamiento de la línea entre esta nueva subestación y la S/E Ovalle. Sin embargo, al comparar el proyecto de construir una nueva subestación versus la alternativa de llegar a la S/E La Ruca, y el repotenciamiento entre La Ruca y Ovalle, se determinó que la menor inversión correspondía a esta segunda alternativa.

Respecto del nivel de tensión definido para la nueva línea entre Don Goyo y La Ruca, se tuvo en cuenta que la S/E Don Goyo no cuenta con espacio para un patio en 110 kV y un transformador 220/110 kV, pero sí sería posible ampliar la barra 220 kV existente para proveer los dos paños de línea necesarios para este proyecto. Por otro lado, la S/E La Ruca cuenta con espacio suficiente para recibir la llegada de la nueva línea en un nuevo patio 220 kV, e instalar ahí un nuevo transformador 220/110 kV. Por otro lado, al incorporar al análisis consideraciones de tipo ambiental y de uso del territorio, se estimó conveniente realizar una intervención que permita una solución robusta y adecuada para los requerimientos futuros de la demanda de la zona.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Apoyo al abastecimiento de Ovalle” en el presente proceso de expansión.

SISTEMA ZONAL D

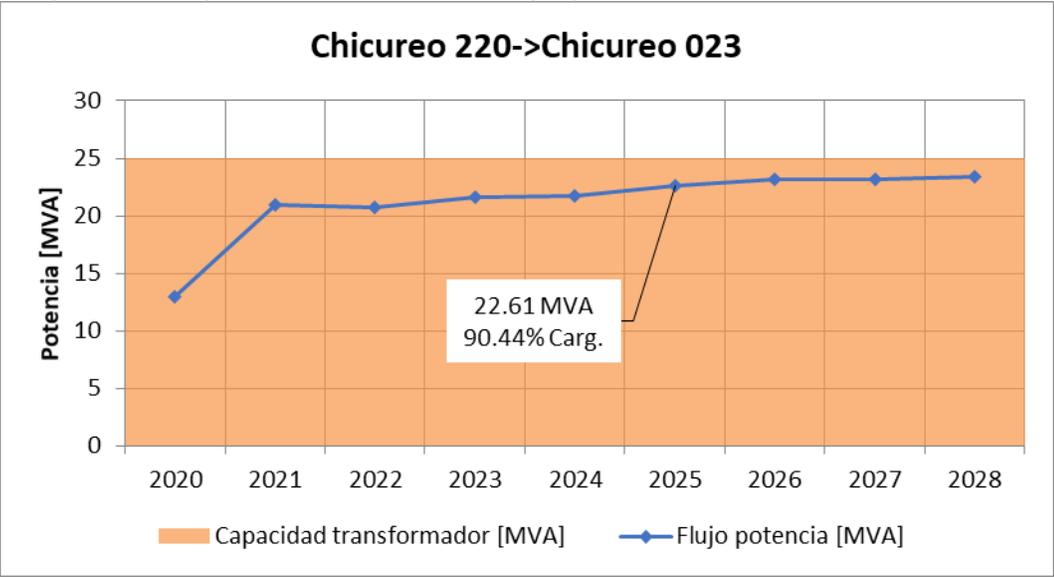
7.4.2 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Chicureo”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E Batuco, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda considerando los traspasos de demanda desde S/E Batuco hacia S/E Chicureo y las factibilidades de clientes previstos de conectar, provoca que uno de los tramos de transformación de S/E Chicureo supere el 90% de su cargabilidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 220/23 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Chicureo.

Figura 7.11: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Chicureo.



7.4.3 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)

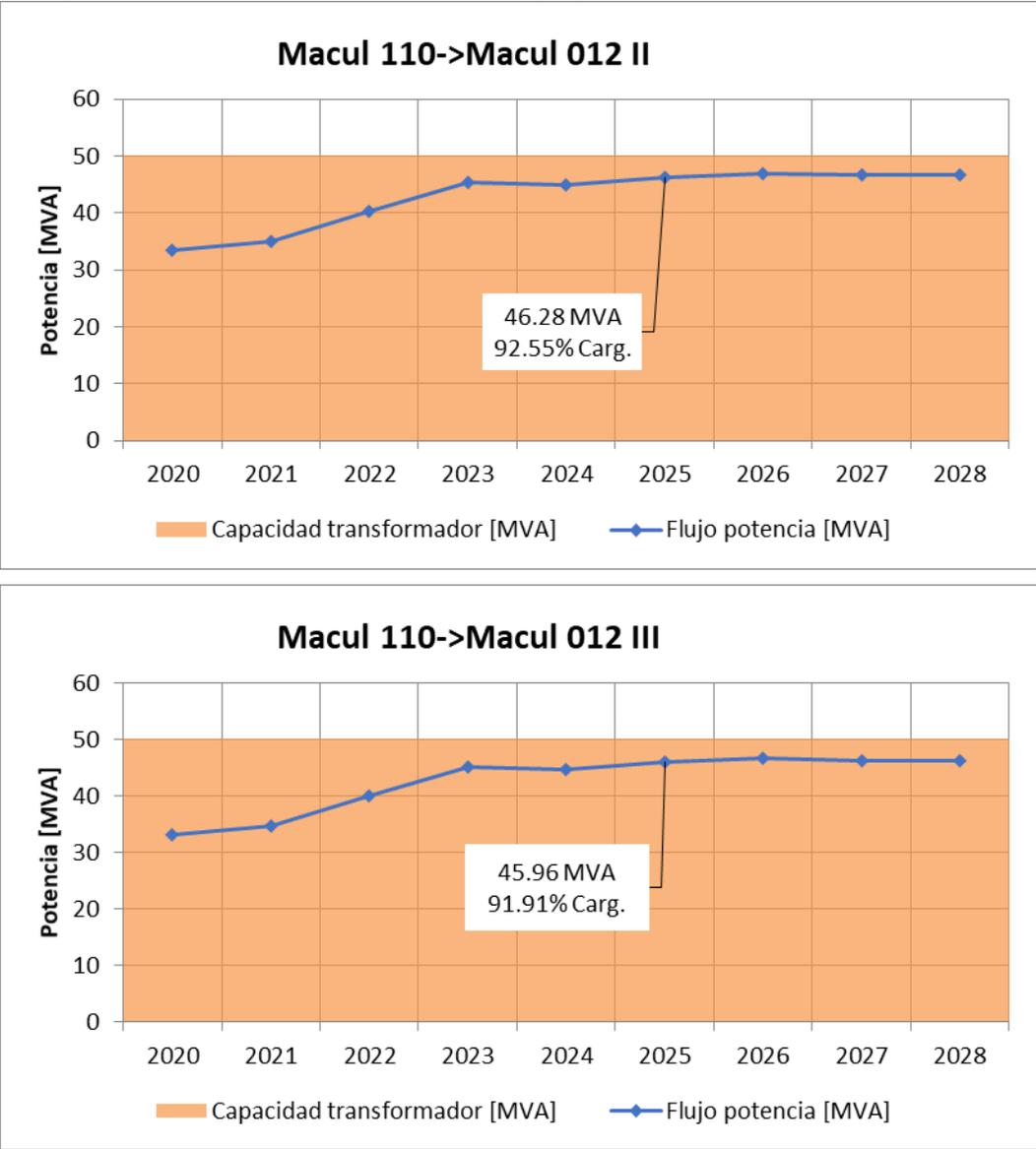
La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada al sector centro-oriente de la Región Metropolitana durante todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda, considerando la eventual conexión de terminales de buses eléctricos (electroterminales) para el servicio de transporte público en esta zona de abastecimiento, provocaría que algunos de los tramos de transformación de S/E Macul supere el 90% de su cargabilidad.

Al respecto, es importante destacar que, si bien los requerimientos de demanda asociados a la incorporación de buses eléctricos dependerán de los resultados de las licitaciones que lleva a cabo el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones para dicho efecto, se realizó un análisis de sensibilidad frente a distintos escenarios de electrificación de la flota de buses de transporte público, el que consideró todas las subestaciones que posiblemente sean requeridas para el abastecimiento de dichas demandas. En este sentido, al incorporar las posibles demandas por electromovilidad, como consecuencia del análisis de sensibilidad mencionado, se observa que la necesidad de incorporar capacidad de transformación adicional en la S/E Macul se presentaría en la mayoría de los casos analizados, lo que justifica la incorporación de la obra en el presente plan de expansión.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Macul.

Figura 7.12: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Macul.



Finalmente, es importante señalar que a la fecha se encuentra en desarrollo un proceso de licitación de buses de transporte público, cuyos resultados entregarán información relevante para contar con una estimación más precisa del requerimiento de demanda eléctrica asociada a este tipo de consumo, información que se espera poder incorporar con motivo de la emisión del Informe Técnico Final de este proceso de planificación anual de la transmisión.

7.4.4 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)

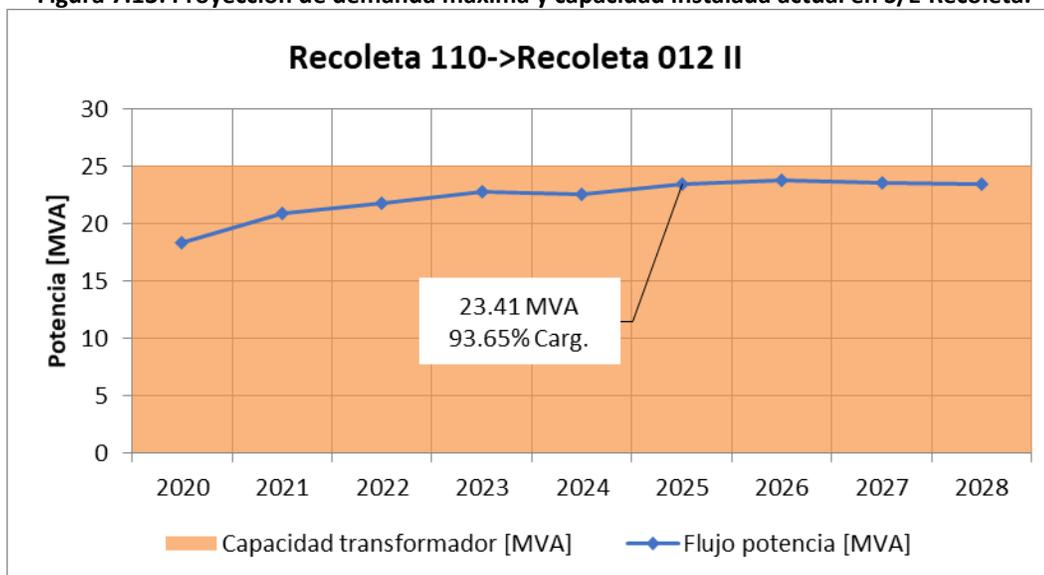
La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada al sector centro-oriente de la Región Metropolitana durante todo el horizonte de análisis.

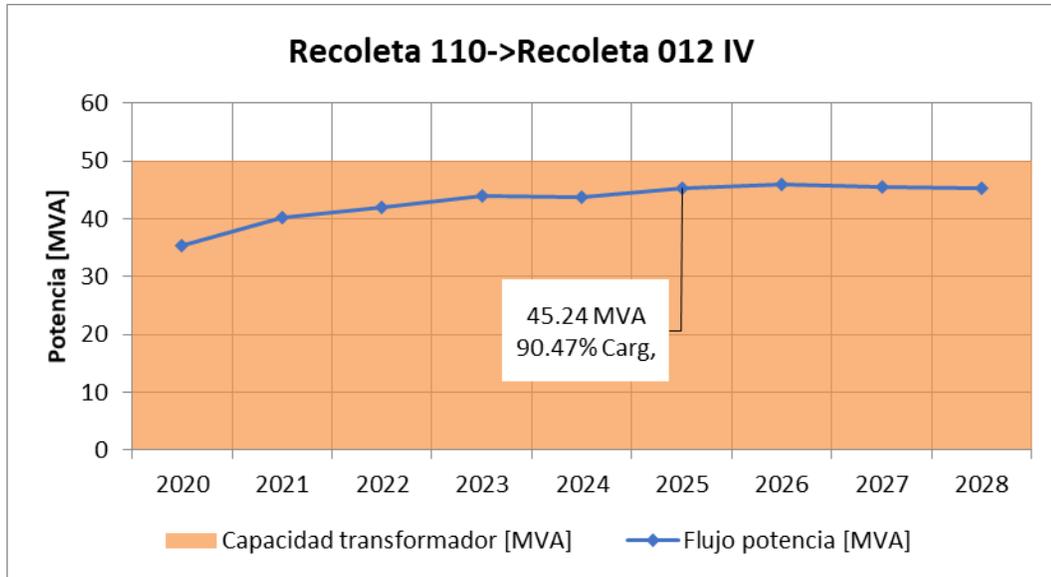
Cabe señalar que la proyección de demanda considerando la eventual conexión de los electroterminales en esta zona de abastecimiento, provoca que algunos de los tramos de transformación de S/E Recoleta supere el 90% de su cargabilidad.

Al respecto, es importante destacar que, si bien los requerimientos de demanda asociados a la incorporación de buses eléctricos dependerán de los resultados de las licitaciones que lleva a cabo el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones para dicho efecto, se realizó un análisis de sensibilidad frente a distintos escenarios de electrificación de la flota de buses de transporte público, el que consideró todas las subestaciones que posiblemente sean requeridas para el abastecimiento de dichas demandas. En este sentido, al incorporar las posibles demandas por electromovilidad, como consecuencia del análisis de sensibilidad mencionado, se observa que la necesidad de incorporar capacidad de transformación adicional en la S/E Recoleta se presentaría en la mayoría de los casos analizados, lo que justifica la incorporación de la obra en el presente plan de expansión.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/12 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en la S/E Recoleta.

Figura 7.13: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Recoleta.





Finalmente, es importante señalar que a la fecha se encuentra en desarrollo un proceso de licitación de buses de transporte público, cuyos resultados entregarán información relevante para contar con una estimación más precisa del requerimiento de demanda eléctrica asociada a este tipo de consumo, información que se espera poder incorporar con motivo de la emisión del Informe Técnico Final de este proceso de planificación anual de la transmisión.

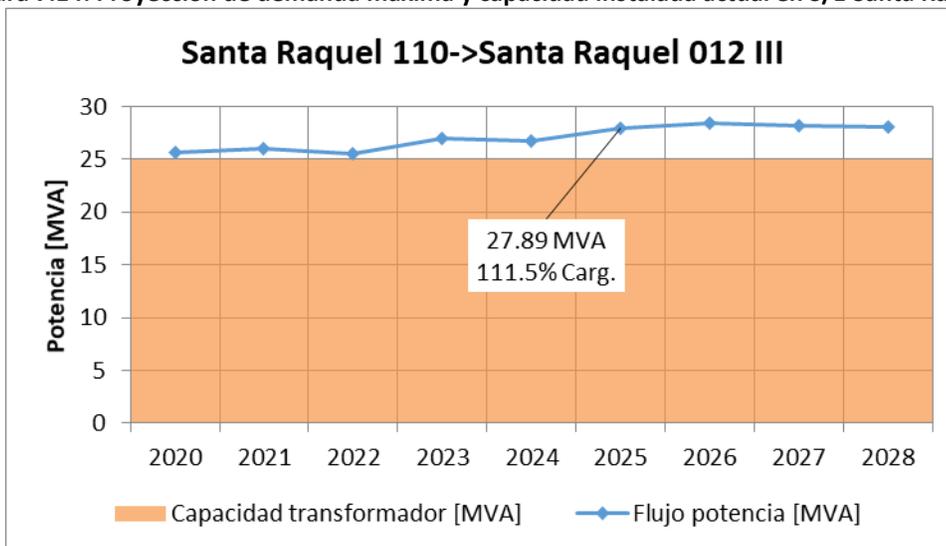
7.4.5 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Santa Raquel” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Santa Raquel durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Santa Raquel muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 110/12,5 kV de 22,4 MVA por una nueva unidad de transformación de 110/12,5 kV de, a lo menos, 50 MVA de capacidad en S/E Santa Raquel.

Figura 7.14: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Santa Raquel.



SISTEMA ZONAL E

7.4.6 APOYO ABASTECIMIENTO DE LA CIUDAD DE CHILLÁN

El apoyo del abastecimiento de la ciudad de Chillán está compuesto de las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo
- Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira
- Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II
- Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado.

El conjunto de estas obras de expansión tiene como objetivo brindar un punto de suministro alternativo a las subestaciones Santa Elvira y Santa Elisa, de modo de abastecer la demanda asociada a esas SS/EE cumpliendo el criterio de suficiencia hasta, al menos, el año 2039.

Actualmente, las SS/EE Santa Elvira y Santa Elisa son abastecidas radialmente a través de las siguientes líneas:

- 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira
- 1x33 kV Quilmo – Tap Lajuelas
- 1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa

De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la cargabilidad máxima de estas líneas, proyectada al año 2027, superaría el 90%. Cabe tener presente que la cargabilidad máxima se produce en meses de verano, con temperatura ambiente de al menos 35°C, en donde el abastecimiento de las demandas de la zona depende en gran medida de la operación de la central Nueva Aldea. Dado lo anterior, los análisis de cargabilidad máxima para la línea 1x66 kV

Tap El Nevado – Santa Elvira fue calculada suponiendo que la central Nueva Aldea se encuentra fuera de servicio, lo que es consistente con la metodología aplicada en los análisis de suficiencia.

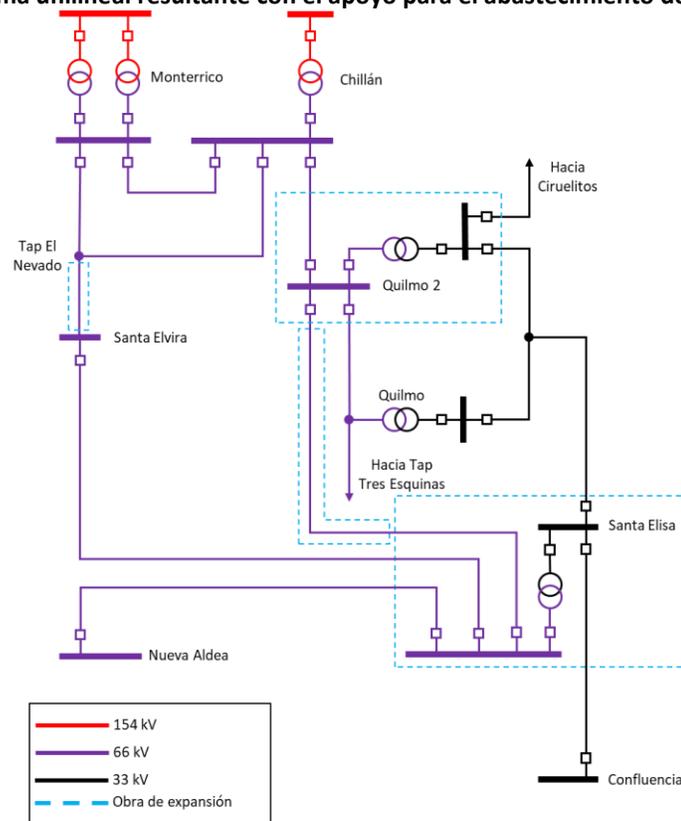
Por su parte, la nueva línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II y la ampliación en la S/E Santa Elisa, consistente en un nuevo transformador 66/33 kV de 20 MVA y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira, permiten brindar un punto de suministro alternativo a la S/E Santa Elisa, y así disminuir cargabilidad proyectada en las líneas 1x33 kV Quilmo – Tap Lajuelas y 1x33 kV Tap Lajuelas – Santa Elisa.

Por otro lado, el cambio de conductor en el tramo 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira por un conductor que permita transferir al menos 90 MVA a 35°C con Sol, tal que permita transportar los niveles de potencia proyectados para dicho tramo.

En este sentido, debido a que la S/E Santa Elvira actualmente no cuenta con una línea de suministro alternativa que permita la desconexión de la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira, se propone la obra “Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II”, la cual tiene el doble objetivo de facilitar²⁴ el desarrollo del cambio de conductor de la línea 1x66 kV Tap El Nevado – Santa Elvira, así como ofrecer un punto de suministro alternativo a la S/E Santa Elvira, aumentando así la seguridad al suministro eléctrico de la ciudad de Chillán.

El diagrama unilíneal de las obras propuestas se presenta a continuación.

Figura 7.15: Diagrama unilíneal resultante con el apoyo para el abastecimiento de la ciudad de Chillán



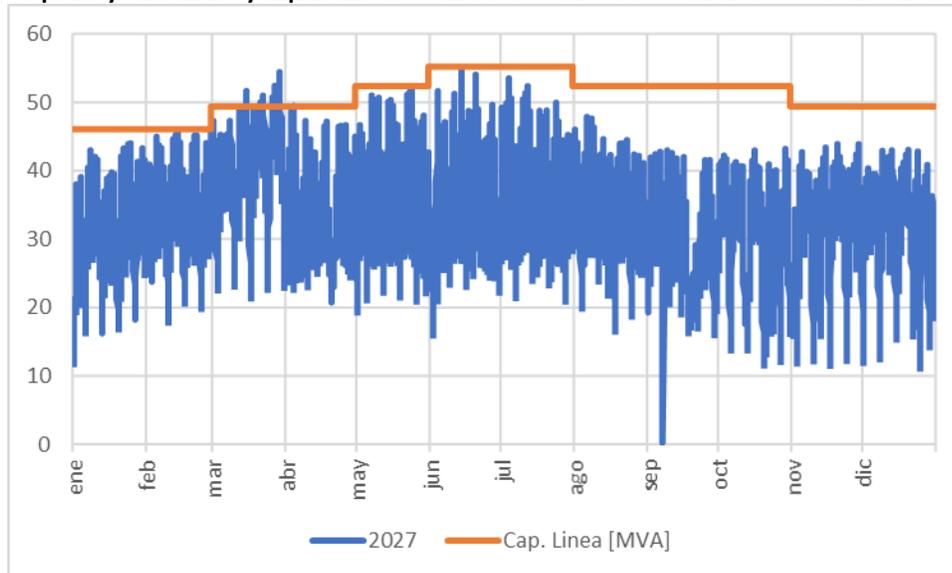
²⁴ Esto considera no solo un desarrollo más simple y, por tanto, menos costos de la obra, sino también acotar lo máximo posible el riesgo de su materialización.

7.4.7 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1x66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

La obra de expansión zonal denominada “Aumento de la capacidad de línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas” tiene como objetivo permitir el suministro de la demanda en las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Tap Polpaico y Escuadrón, cumpliendo con el criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis.

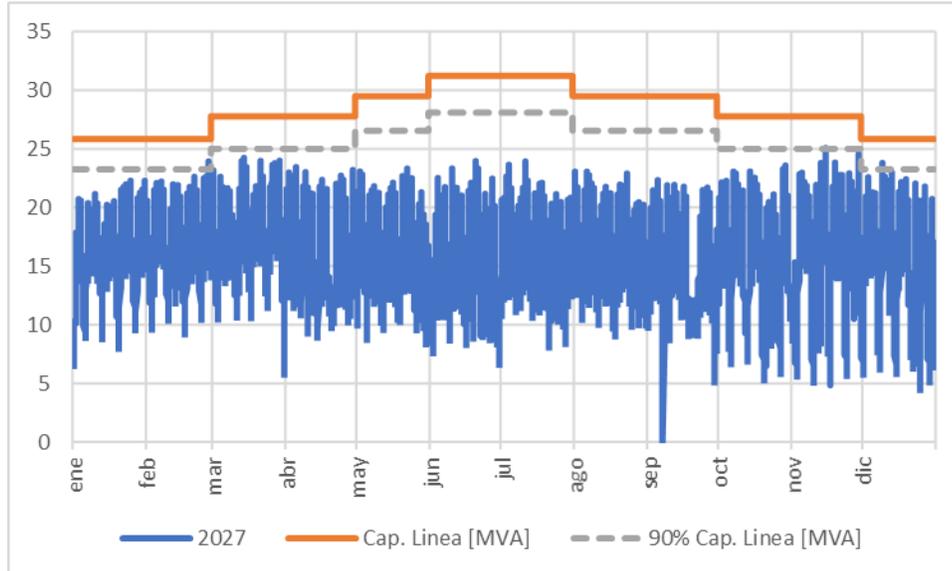
La línea de transmisión 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas posee actualmente un conductor de cobre 1/0 AWG que permite alcanzar una capacidad térmica de 46 MVA a 35°C con Sol. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 no sería posible asegurar el cumplimiento del criterio de suficiencia en el abastecimiento de la demanda en estas subestaciones a través de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

Figura 7.16: Demanda horaria coincidente proyectada al año 2025 en las SS/EE Arenas Blancas, Puchoco, Tap Polpaico y Escuadrón y capacidad térmica de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas.



Si bien la demanda en la S/E Escuadrón podría ser abastecida mediante la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón, el utilizar esa línea resultaría en una cargabilidad proyectada al año 2025 que sería superior al 90%, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

Figura 7.17: Demanda horaria coincidente proyectada al año 2025 en la S/E Escuadrón y capacidad térmica de la línea 1x66 kV Loma Colorada – Escuadrón.



De acuerdo con lo anterior, se recomienda el refuerzo de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas. El proyecto considera el reemplazo del conductor de cobre 1/0 AWG de esta línea por un conductor que permita alcanzar una capacidad de transmisión de al menos 90 MVA a 35°C con Sol.

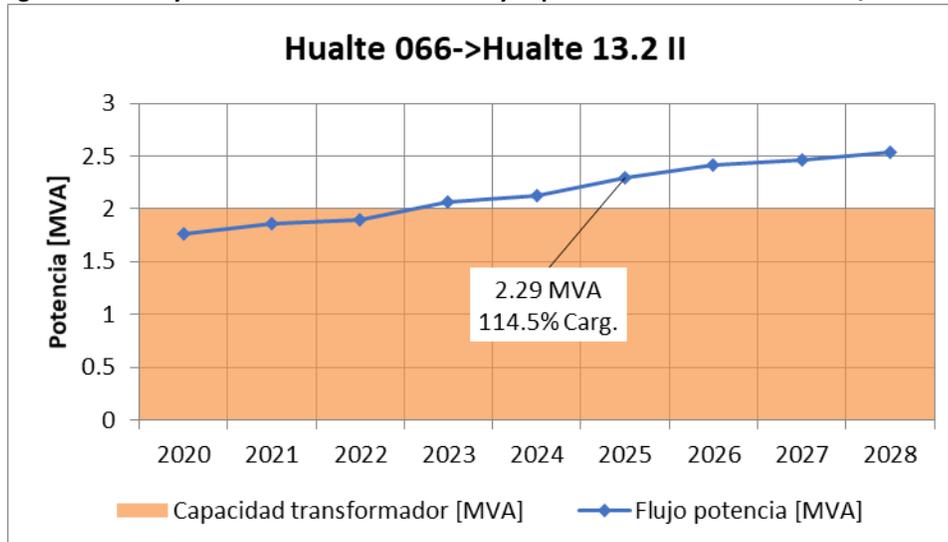
7.4.8 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Hualte durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Hualte muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en todos sus tramos de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Hualte.

Figura 7.18: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualte.



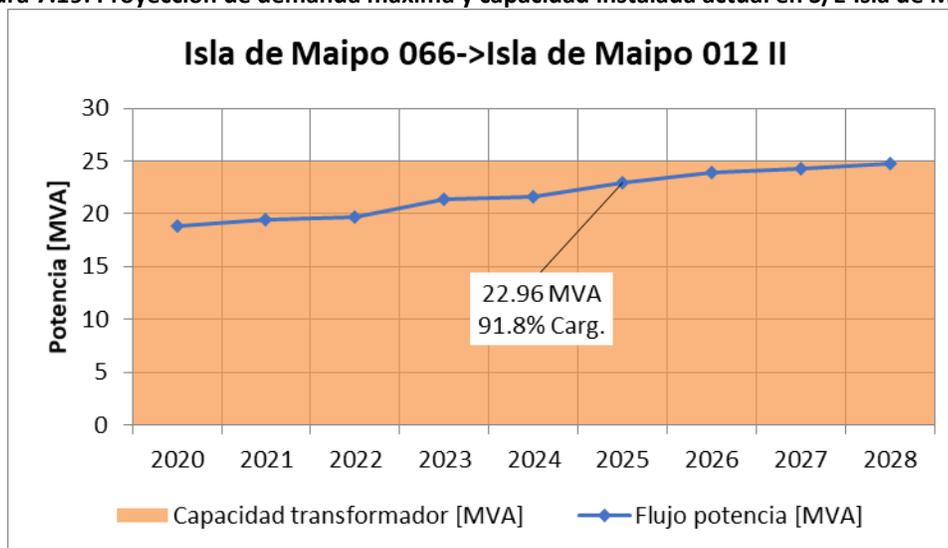
7.4.9 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Isla de Maipo durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Isla de Maipo muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/12,5 kV de 11,2 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/12 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en S/E Isla de Maipo.

Figura 7.19: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Isla de Maipo.



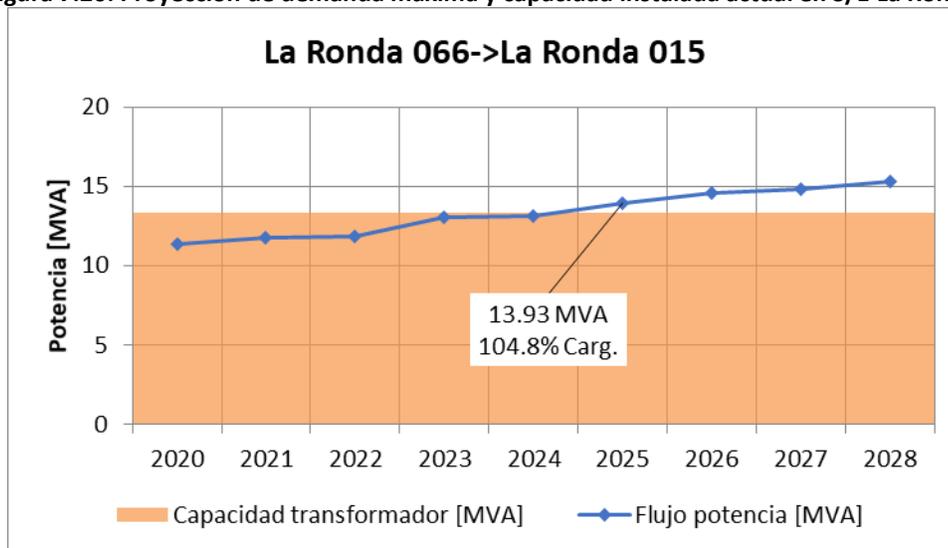
7.4.10 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E La Ronda durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E La Ronda muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 15 MVA de capacidad en S/E La Ronda.

Figura 7.20: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E La Ronda.



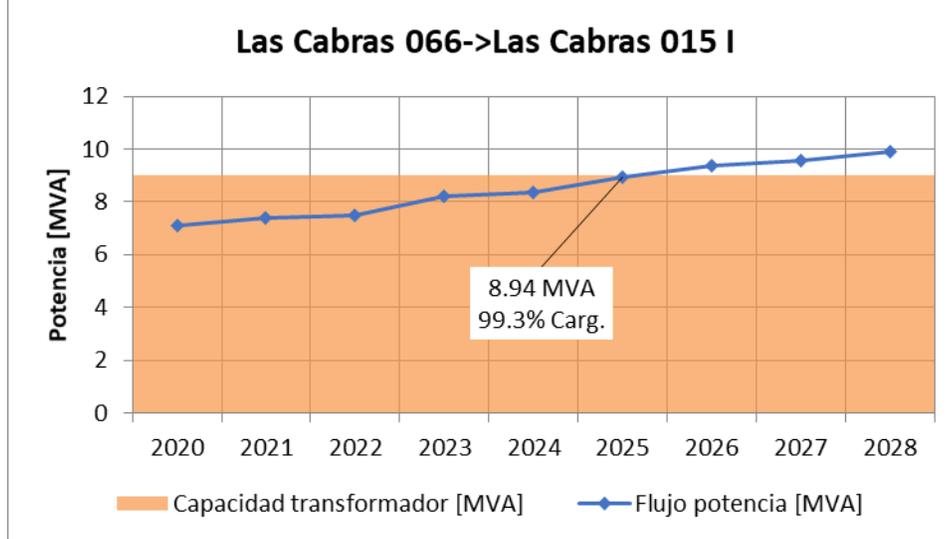
7.4.11 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Las Cabras durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Las Cabras muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 20 MVA de capacidad en S/E Las Cabras.

Figura 7.21: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Las Cabras.

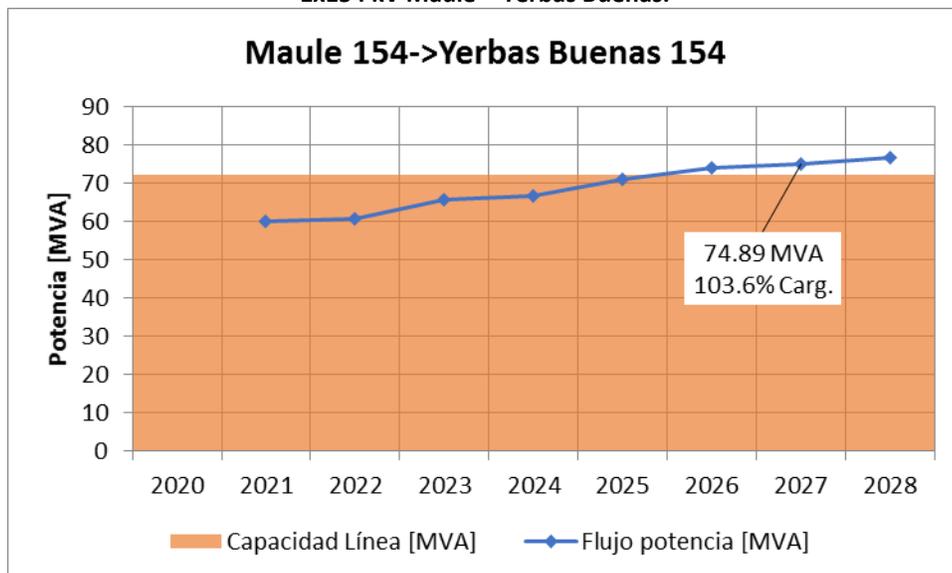


7.4.12 NUEVA S/E LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Yervas Buenas, Linares Norte, Villa Alegre, Chacahuín y Panimávida cumpliendo los criterios de suficiencia y seguridad durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por la línea 1x154 kV Maule – Yervas Buenas. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en esta instalación, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

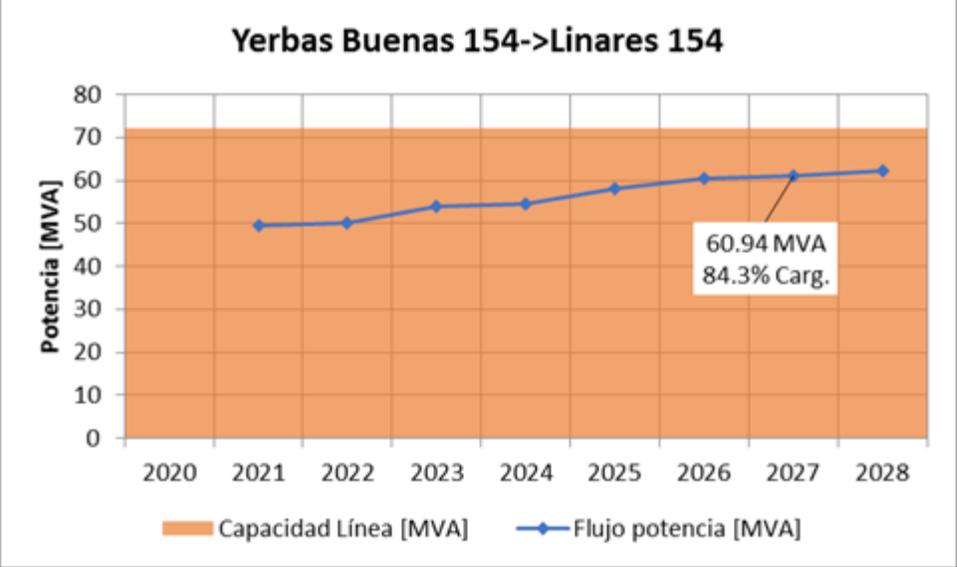
Figura 7.22: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x154 kV Maule – Yervas Buenas.





Adicionalmente, de acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión, la cargabilidad de la línea 1x154 kV Yervas Buenas – Linares sería superior al 84% a partir del año 2027, y por lo tanto se estima que se perdería el criterio de suficiencia en el corto plazo.

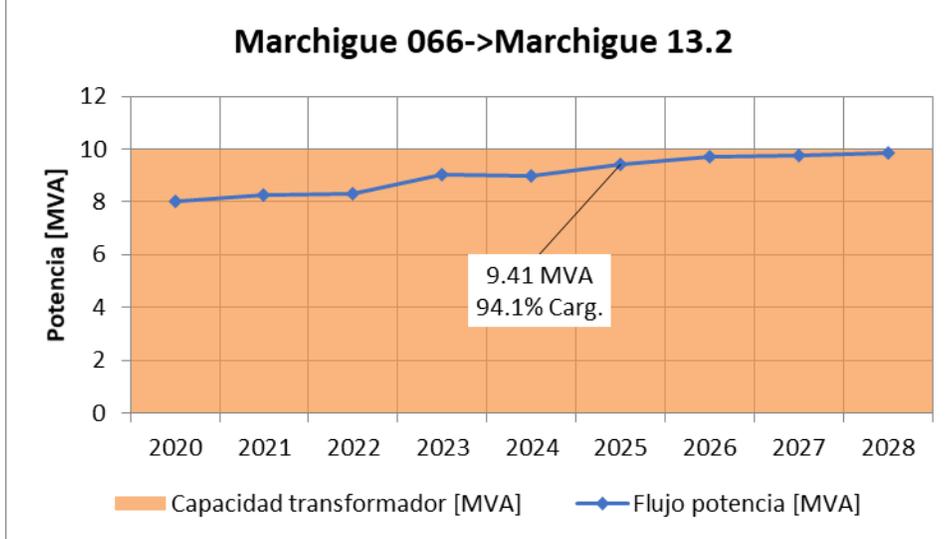
Figura 7.23: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x154 kV Yervas Buenas – Linares.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Llepu, la que incluiría un banco de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA de capacidad, además de la construcción de la nueva línea 2x154 kV Llepu - Linares, con una capacidad de transmisión mínima de 197 MVA a 35°C con Sol.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.25: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Marchigüe.



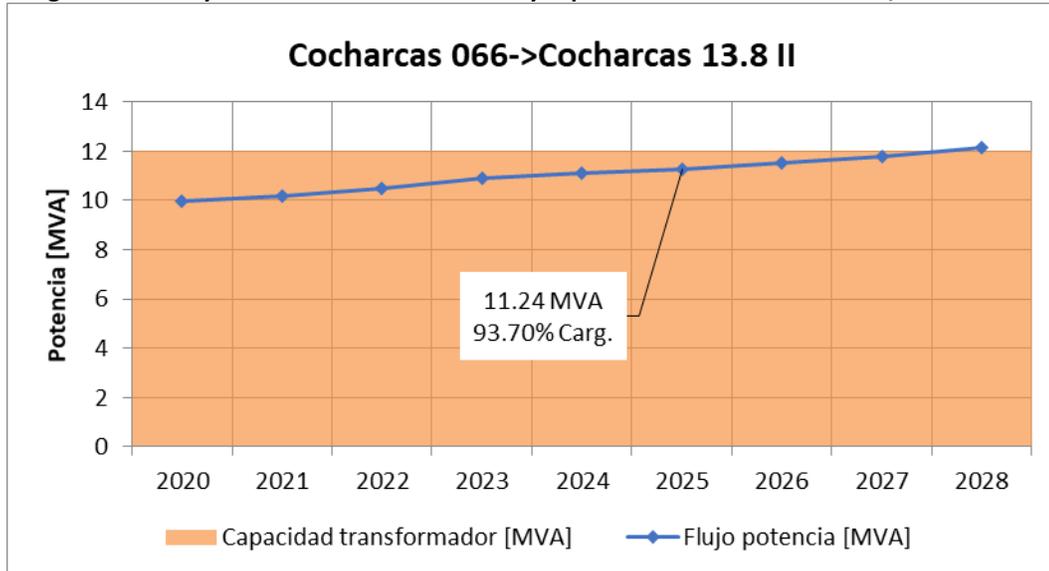
7.4.14 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Cocharcas durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Cocharcas muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en uno de los tramos de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/24-13,8 kV de, a lo menos, 30 MVA de capacidad en S/E Monterrico.

Figura 7.26: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Cocharcas.



7.4.15 NUEVA S/E BUENAVISTA Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV BUENAVISTA – RAUQUÉN

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Curicó y Rauquén cumpliendo el criterio de suficiencia durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por la línea 1x66 kV Teno – Rauquén y 1x66 kV Rauquén - Curicó. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en ambas líneas, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

Figura 7.27: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Teno - Rauquén.

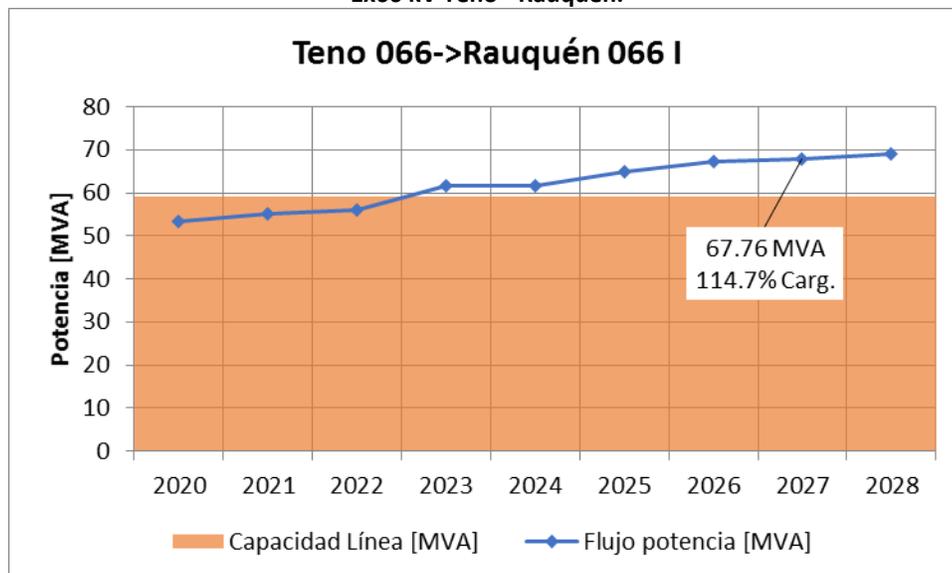
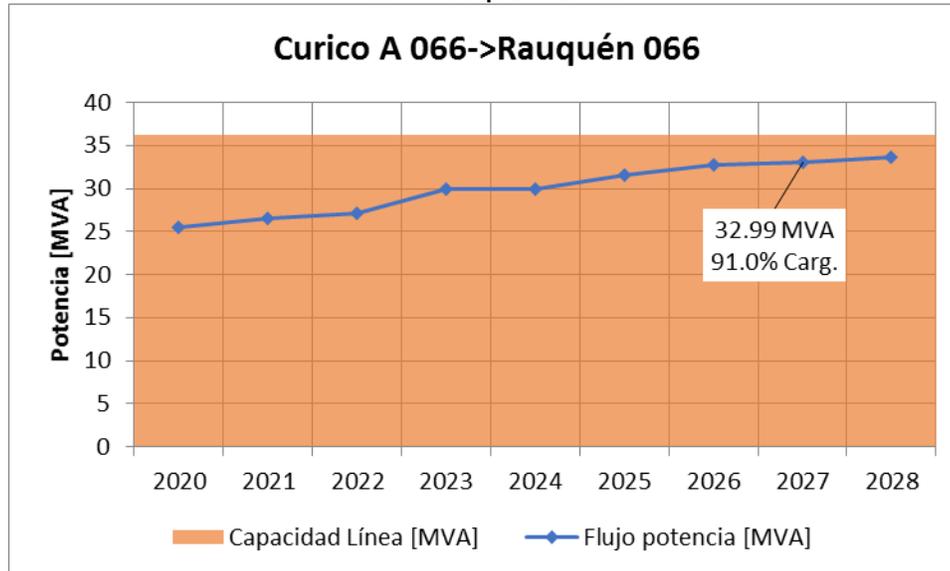


Figura 7.28: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Rauquén - Curicó.

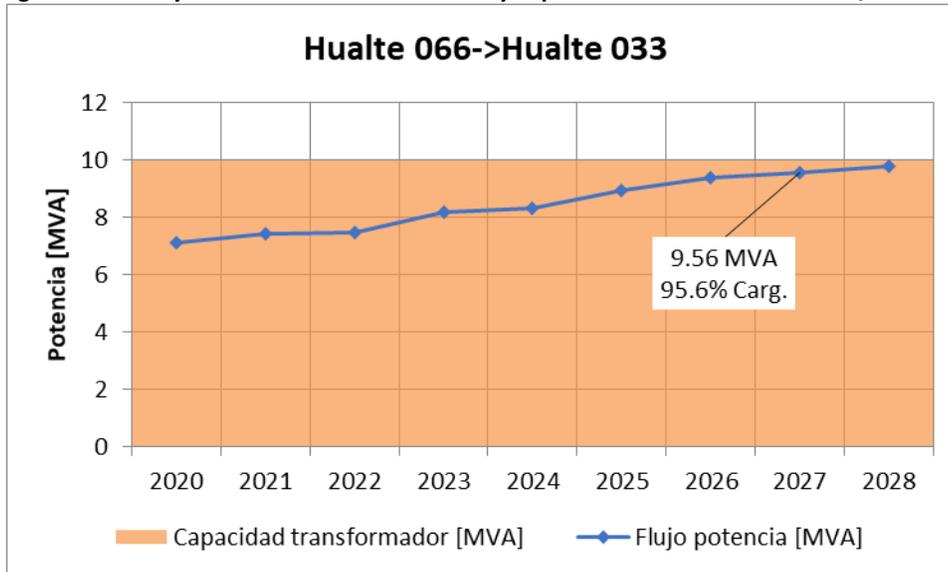


Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 2x154 kV Itahue – Tap Off Teno, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Buenavista, la que incluiría un transformador trifásico 154/66 kV de 75 MVA de capacidad y un transformador trifásico 66/15 kV 30 MVA, además de la construcción de la nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén, con una capacidad de transmisión mínima por circuito de 75 MVA a 35°C con Sol.

El transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA en la S/E Buena Vista tiene por objetivo tomar alimentadores de distribución desde la S/E Curicó, de manera de disminuir la cargabilidad de la línea 1x66 kV Rauquén – Curicó.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

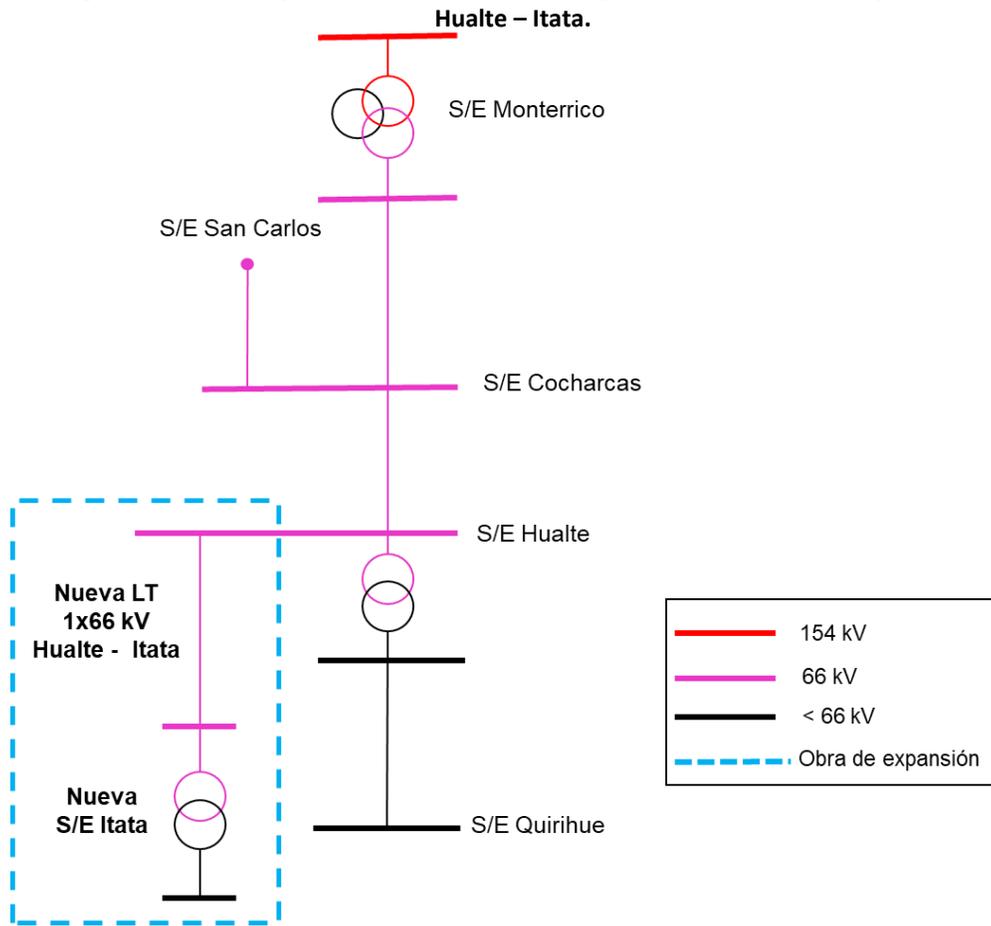
Figura 7.30: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualte.



Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de una nueva subestación de retiro llamada S/E Itata, incorporando una unidad de transformación 66/23 kV de 20 MVA. Adicionalmente, se contempla abastecer este nuevo punto de retiro, desde S/E Hualte, por medio de una nueva línea de simple circuito en 66 kV, cuya capacidad de trasmisión mínima debe ser de 46 MVA a 35°C con Sol.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.31: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión Nueva S/E Itata y Nueva línea 1x66 kV



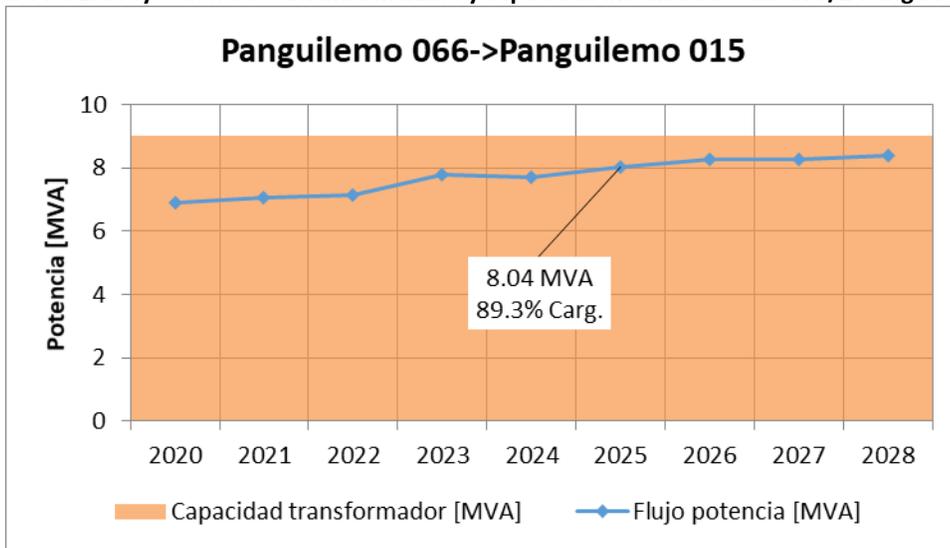
7.4.17 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Panguilemo durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Panguilemo muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad cercana al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Panguilemo.

Figura 7.32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Panguilemo.



7.4.18 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar, a través del sistema de distribución, las unidades de transformación de la S/E Hualañe y S/E Villa Prat, con el fin de permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Cabe señalar que la proyección de demanda en la S/E Hualañe y S/E Villa Prat, al año 2025, muestra una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere una obra de expansión que permita reducir dicho nivel de cargabilidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 15 MVA de capacidad en S/E Parronal.

Figura 7.33: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Hualañe

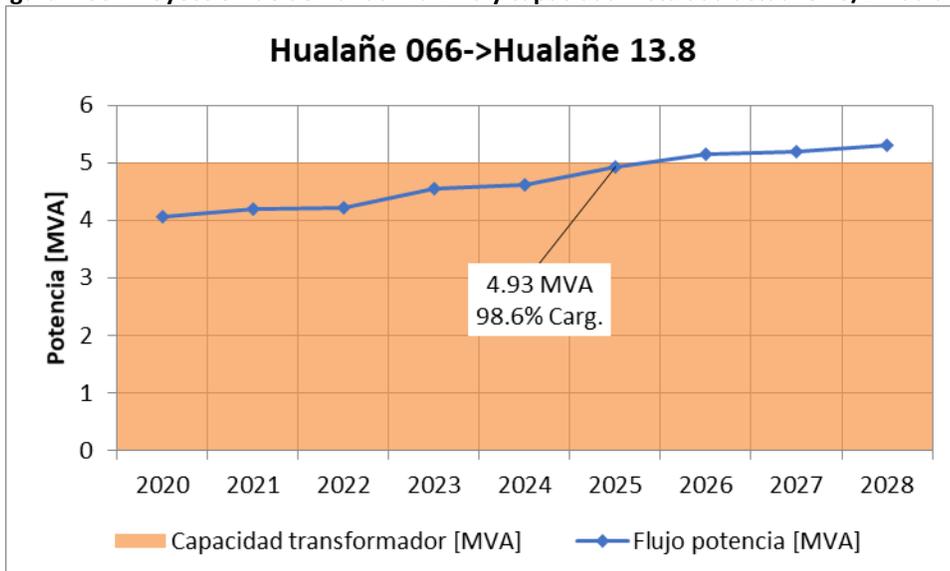
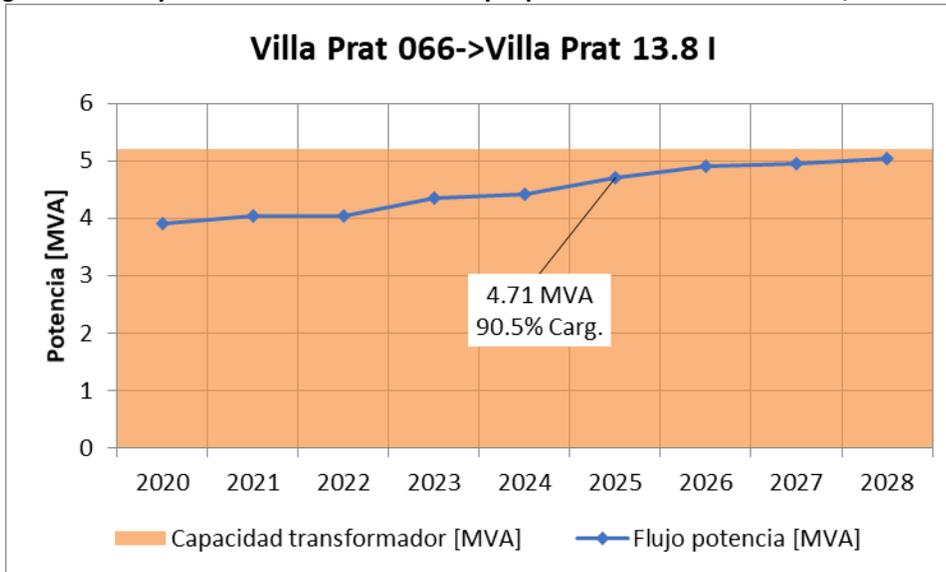


Figura 7.34: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Villa Prat.



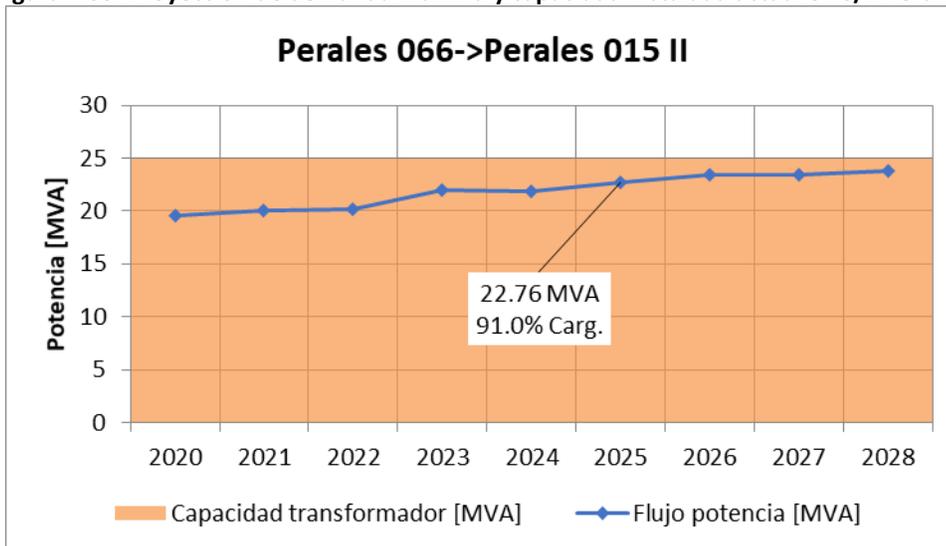
7.4.19 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Perales durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en S/E Perales muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/15 kV de, a lo menos, 25 MVA de capacidad en S/E Perales.

Figura 7.35: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Perales.



7.4.20 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

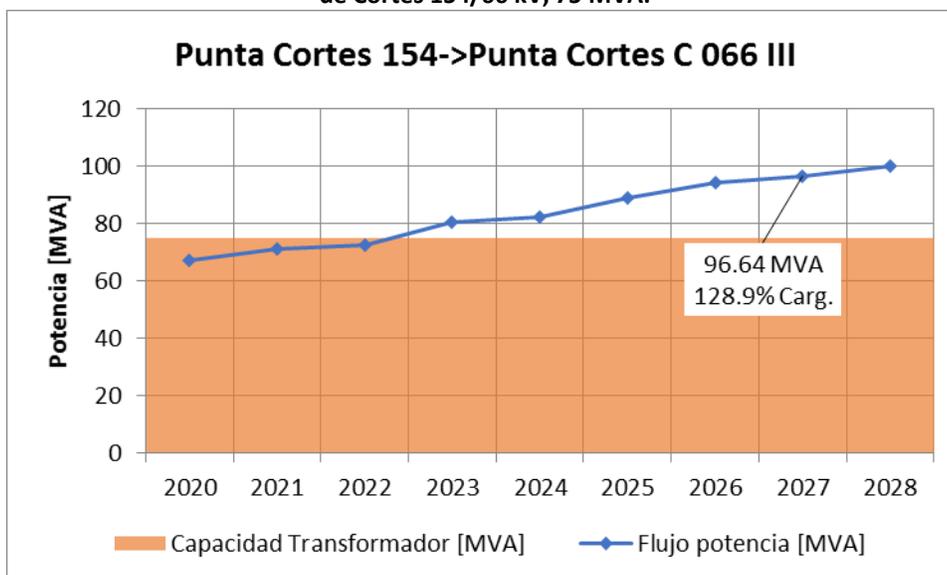
Las obras de expansión zonal denominadas “Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)” y “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, Tramo Punta de Cortés – Puente Alta” tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Cachapoal, Machalí, Punta de Cortés y Tuniche en todo el horizonte de evaluación.

El análisis de esta alternativa de expansión consideró que la condición de operación normal de los transformadores 154/66 kV en la S/E Punta de Cortés es tal que estos no operan en paralelo, y que las subestaciones que energiza cada uno de ellos es la siguiente:

- Transformador 154/66 kV, 75 MVA: suministra la demanda en las SS/EE Cachapoal, Machalí y Punta de Cortés.
- Transformador 154/66 kV, 60 MVA: suministra la demanda en la S/E Tuniche.
- Transformador 154/66 kV, 56 MVA: suministra la demanda en las SS/EE Lo Mirando y Loreto.

De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la demanda máxima coincidente proyectada al año 2025 en las SS/EE Cachapoal, Machalí y Punta de Cortés resultan en una cargabilidad superior al 90% en el transformador 154/66 kV, 75 MVA en la S/E Punta de Cortés, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

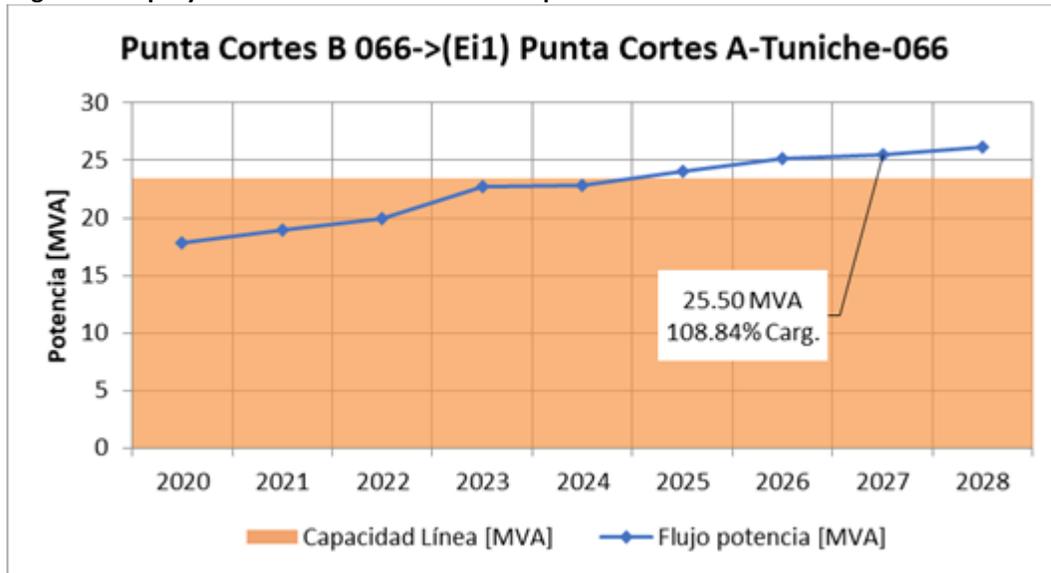
Figura 7.36: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica en el transformador Punta de Cortés 154/66 kV, 75 MVA.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 154/66 kV de, a lo menos, 75 MVA de capacidad en S/E Punta de Cortés, además de la ampliación de capacidad de la línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche.

Por su parte, la demanda en la S/E Tuniche es abastecida por la línea de transmisión 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, la que está compuesta por dos tramos de línea. El primer tramo 1x66 kV que va desde S/E Punta de Cortés hasta Puente Alta, posee un conductor Cu 2 AWG, que permite alcanzar una capacidad de aproximadamente 23 MVA a 35°C. Luego, un segundo tramo 1x66 kV que va desde Puente Alta hasta S/E Tuniche que posee un conductor AAAC Butte, que permite alcanzar una capacidad de aproximadamente 46 MVA a 35°C. De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, la cargabilidad de esta línea sería mayor al 100% a partir del año 2025 (específicamente en el tramo comprendido entre S/E Punta de Cortés y Puente Alta), lo que obligaría a hacer traspasos de demanda a otras subestaciones cercanas a través de las redes de distribución, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

Figura 7.37: proyección de demanda abastecida por la línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche.



De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el reemplazo del conductor Cu 2 AWG, correspondiente al primer tramo de la LT 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, por un conductor que permita alcanzar una capacidad de transmisión de, al menos, 46 MVA a 35°C con Sol.

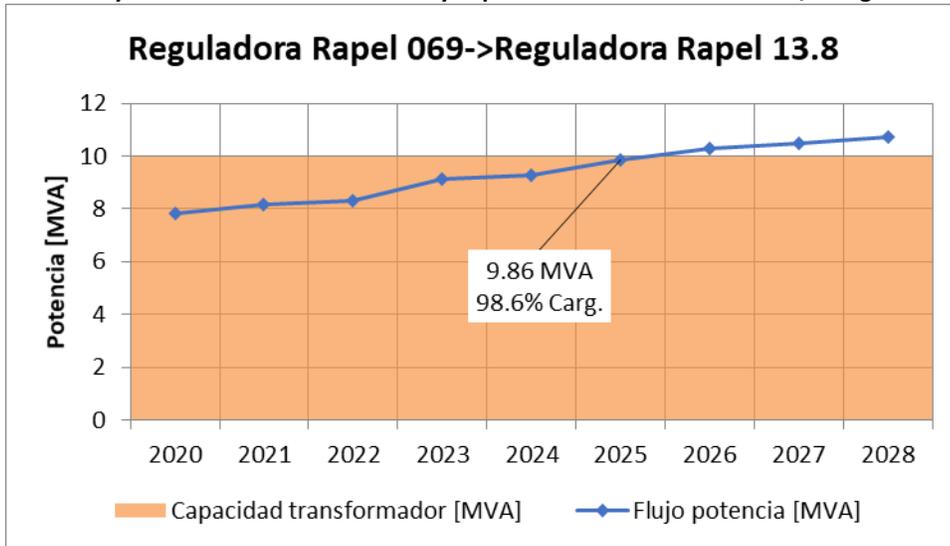
7.4.21 AMPLIACIÓN EN S/E REGULADORA RAPEL (NTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Reguladora Rapel durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en S/E Reguladora Rapel muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en S/E Reguladora Rapel.

Figura 7.38: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Reguladora Rapel



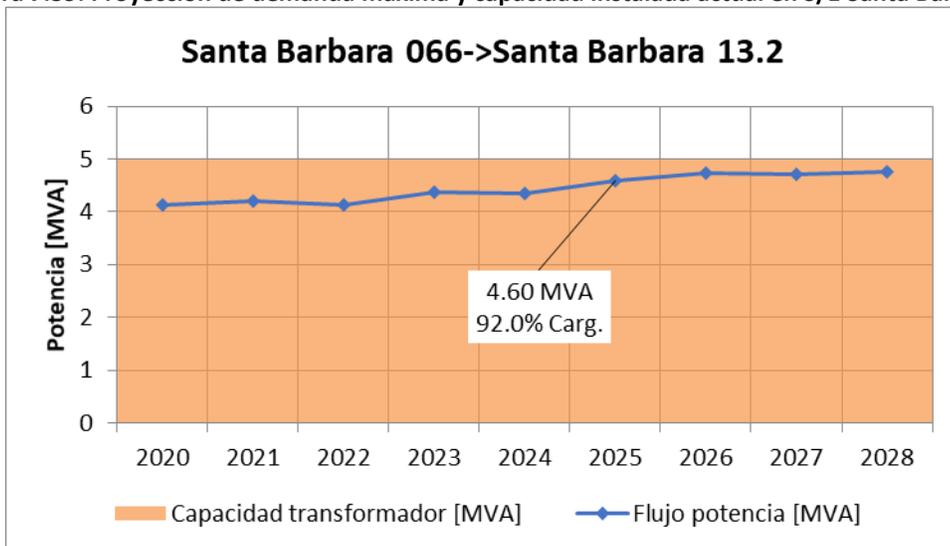
7.4.22 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Bárbara durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Santa Bárbara muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en algún tramo de transformación, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/23/13,8 kV de 5 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/13,8 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en S/E Santa Bárbara.

Figura 7.39: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Santa Bárbara.



7.4.23 NUEVA S/E TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV TOTIHUE – ROSARIO

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue – Rosario” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a las SS/EE Chumaquito y Rosario, además de crear un punto de suministro alternativo para la SS/EE Rengo y Pelequén, cumpliendo los criterios de suficiencia y seguridad durante todo el horizonte de análisis.

Actualmente la demanda en las subestaciones mencionadas se encuentra abastecida por el transformador Rancagua 154/66 kV 75 MVA, a través de los siguientes tramos de línea:

- 1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza
- 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios
- 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito
- 1x66 kV Chumaquito – Rosario

De acuerdo con la proyección de demanda realizada por esta Comisión, a partir del año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en todos los tramos listados. Además, la cargabilidad del transformador Rancagua 154/66 kV, 75 MVA se encontraría cercana al 90% para el mismo año, tal como se presenta en los siguientes gráficos.

Figura 7.40: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica en el transformador Rancagua 154/66 kV, 75 MVA.

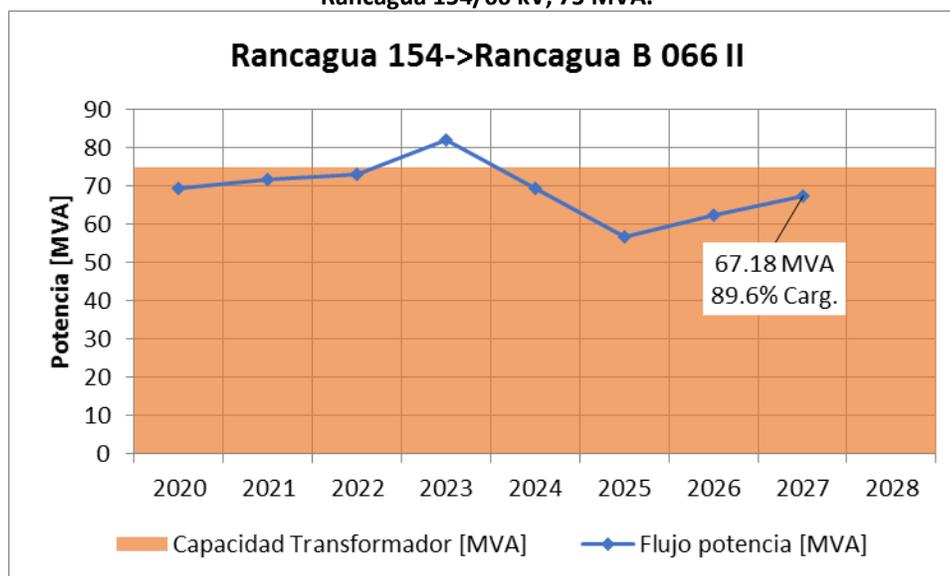


Figura 7.41: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza.

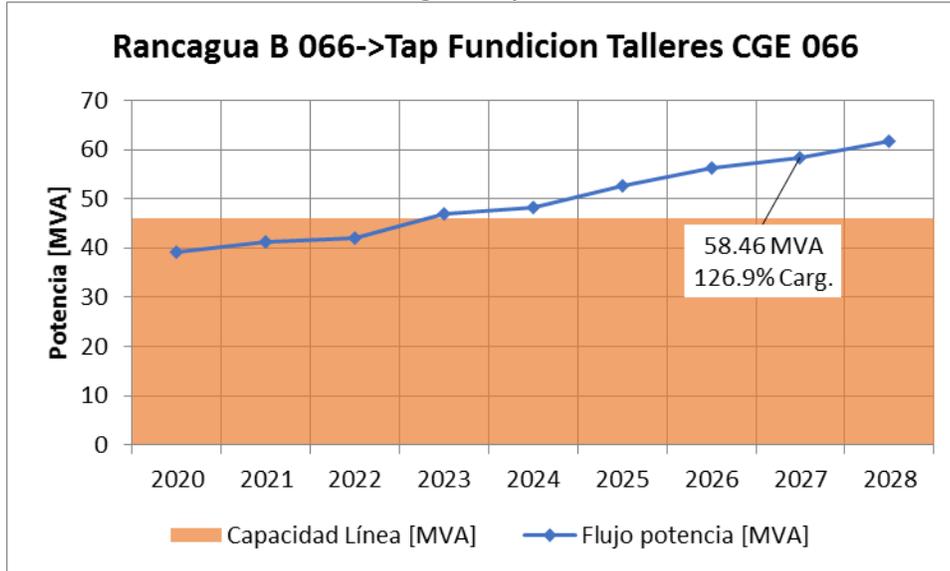


Figura 7.42: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios.

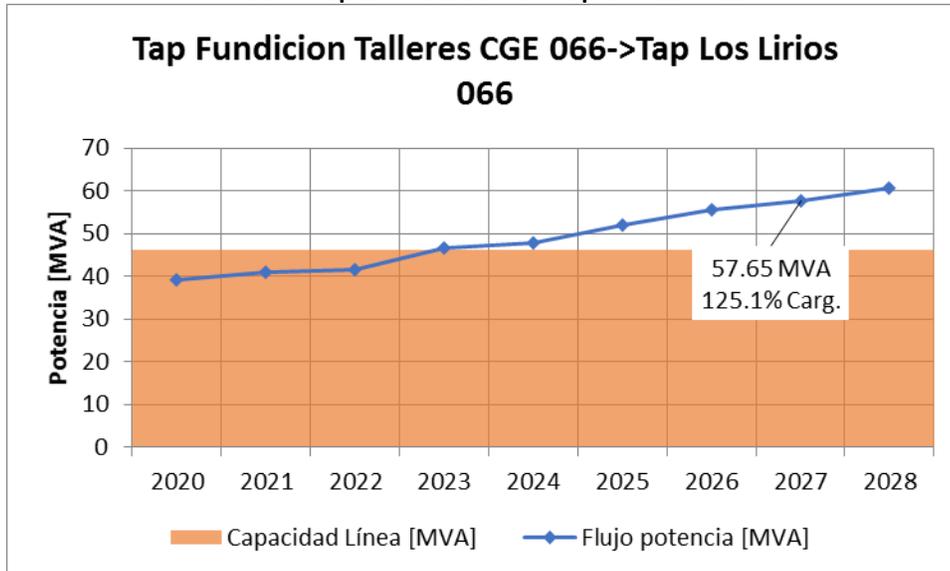


Figura 7.43: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito.

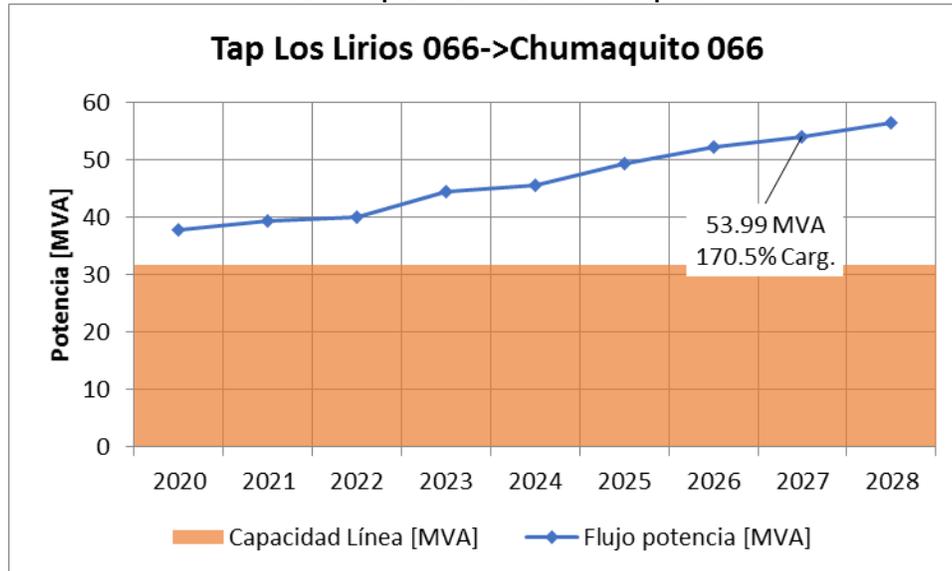
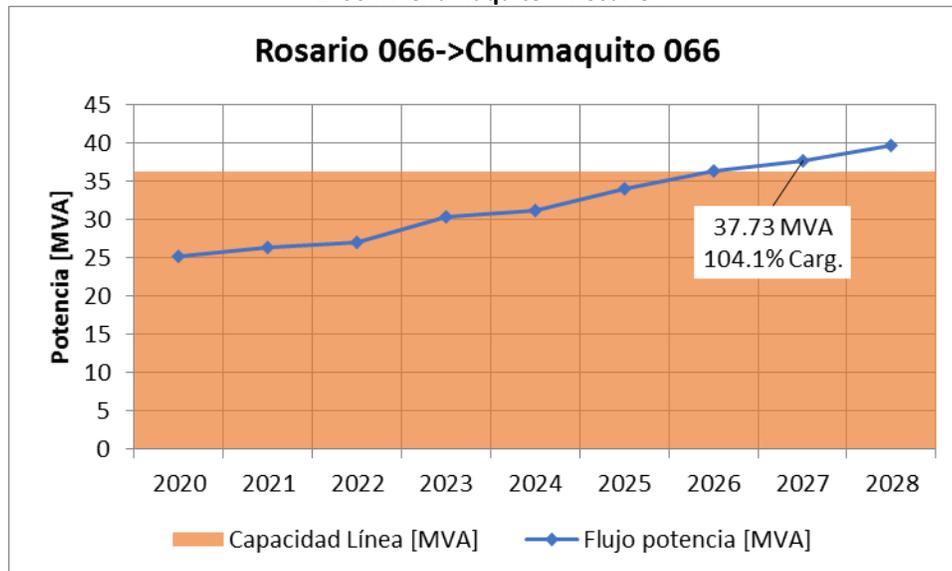


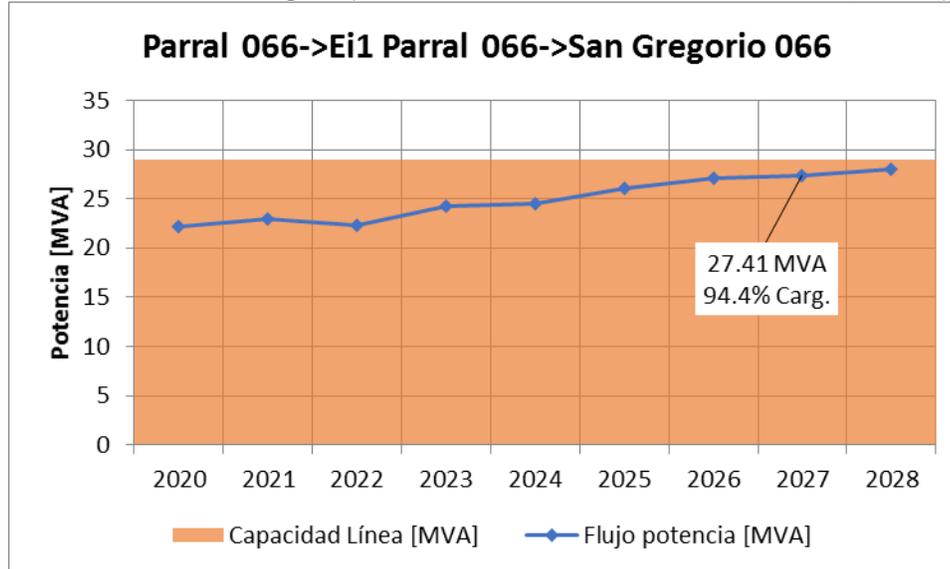
Figura 7.44: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 35°C con Sol en la línea 1x66 kV Chumaquito – Rosario.



Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de la línea 2x220 kV Puente Negro – Candelaria, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Totihue, la que incluiría un banco de autotransformadores monofásicos 220/66 kV de 90 MVA de capacidad, además de la construcción de la nueva línea 2x66 kV Totihue - Rosario, con una capacidad de transmisión mínima por circuito de 80 MVA a 35°C con Sol. Esta subestación está orientada a abastecer la demanda en las SS/EE Chumaquito y Rosario, resolviendo las altas cargabilidades proyectadas en el sistema de 154 kV y 66 kV.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

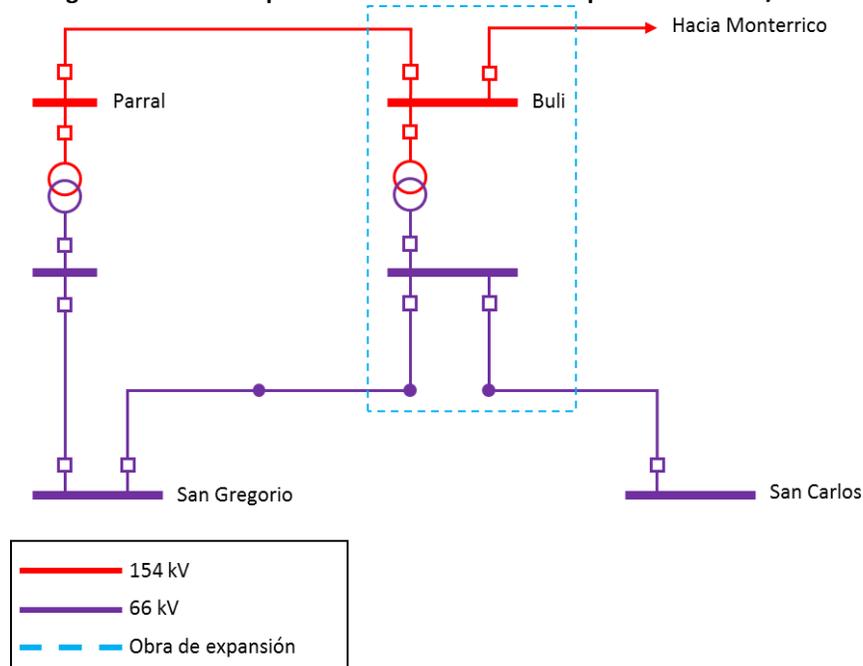
Figura 7.46: Proyección del flujo de potencia aparente máximo y capacidad térmica a 40°C con Sol en la línea 1x66 kV Parral – San Gregorio (tramo desarrollado con conductor de cobre 1/0 AWG).



Para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone ejecutar el seccionamiento de las líneas 1x154 kV Monterrico – Parral y 1x66 kV San Carlos – Tap Ñiquén, lo que se llevaría a cabo mediante la construcción de la Nueva S/E Seccionadora Buli, la que incluiría un transformador trifásico 154/66 kV de 75 MVA. El seccionamiento de la línea de 66 kV se debe realizar mediante un enlace de doble circuito con una capacidad de al menos 46 MVA a 35°C con Sol.

A continuación, se muestra el diagrama referencial del proyecto antes descrito.

Figura 7.47: Diagrama unilineal representativo de la obra de expansión nueva S/E Seccionadora Buli.



SISTEMA ZONAL F

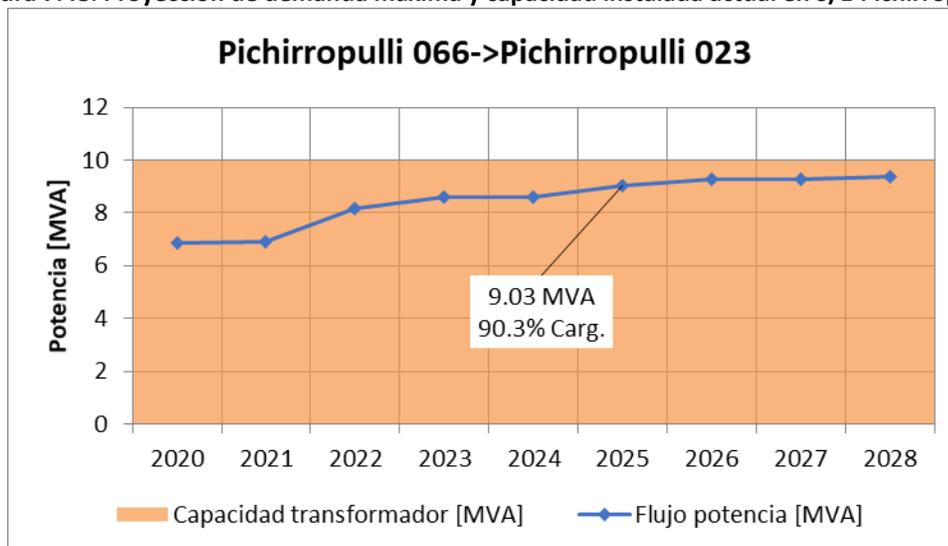
7.4.25 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Pichirropulli durante todo el horizonte de análisis.

Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Pichirropulli muestra que, al año 2025, se alcanzaría una cargabilidad superior al 90% en el tramo de transformación que suministra en 23 kV, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.

De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone el reemplazo de la unidad 66/13,2 kV de 5 MVA por una nueva unidad de transformación de 66/23 kV de, a lo menos, 16 MVA de capacidad en S/E Pichirropulli.

Figura 7.48: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Pichirropulli.



7.5 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

De acuerdo a lo establecido en el artículo 19° letra b) de la Resolución Exenta N° 711, en el presente análisis se determinaron las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan al Sistema Eléctrico Nacional responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, que permitan el abastecimiento de la demanda y que no degraden las condiciones normales de operación técnicas y económicas del sistema eléctrico.

En particular, en esta etapa se analizó, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del sistema eléctrico frente a las siguientes contingencias: (i) maremotos, (ii) shock de precios de combustibles e (iii) hidrologías extremas.

7.5.1 EVENTUALIDAD 1: MAREMOTO

A continuación, se detallan los resultados obtenidos en el análisis realizado para cinco zonas de riesgo ante maremotos identificadas en el sistema eléctrico.

El análisis de resiliencia ante maremotos toma como referencia lo presentado por esta Comisión en su documento “Informe Técnico Final que fija el Pan de Expansión de la Transmisión año 2017”, aprobado mediante Resolución Exenta N° 163, del mes de febrero de 2018.

Para estos efectos se ha utilizado el programa *PowerFactory*, estando orientado el análisis a verificar que la operación del sistema eléctrico cumple con los criterios de Seguridad y Calidad de Servicio ante la indisponibilidad prolongada de ciertas centrales. Todos los análisis fueron realizados considerando demanda máxima coincidente nocturna en el sistema proyectado al año 2025 y 2030, a excepción de los análisis de las zonas de Coronel y Quintero, donde se consideró que la demanda máxima de día era un caso más exigente de estudio. El despacho de las centrales del sistema se basa en un despacho económico para cada año, el cual se ajusta en función de la inercia de cada generador sincrónico.

Se respalda el siguiente análisis en la base de datos *PowerFactory* llamada “BD CNE Expansion 2020 ITP Parte 1”.

El primer escenario, el año 2025, considera un calendario de salida de centrales carboneras con fechas ya comprometido por las empresas.

El segundo escenario analizado, al año 2030, considera como base el calendario de salida de centrales a carbón comprometido por las empresas al 2025, y luego, las estimaciones del Coordinador en las cuales basó su estudio de descarbonización 2018. En términos de proyectos de transmisión, el más relevante es la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual se espera para el año 2028, por lo tanto, independiente de cualquier retraso, se estima que al año 2030 debiera estar completamente operativa.

El listado de centrales indisponibles para los años 2025 y 2030 son los siguientes:

Zona	2025	2030
Iquique	CTTAR	
	TGTAR	
Tocopilla	U12	NTO1
	U13	NTO2
	U14	
	U15	
Mejillones	CTM1	
	CTM2	
Huasco		Guacolda I
		Guacolda II
Quintero	Ventanas I	
	Ventanas II	
Coronel	Bocamina I	
	Bocamina II	

7.5.1.1 Análisis zona Tocopilla

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Tocopilla (U16, TG1, TG2, TG3)
- Norgener (NTO1, NTO2) (para el caso 2030, estas centrales están permanentemente fuera de servicio por descarbonización).

Año 2025

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Tocopilla considera una transferencia de, aproximadamente, 1.100 MW desde la S/E Cumbres 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

De las simulaciones realizadas, se advierte que el principal efecto que tiene la indisponibilidad de las centrales de la zona de Tocopilla es la redistribución de los flujos que abastecen la demanda de la zona de Chuquicamata y Calama. Ante dicha eventualidad, el sistema de la zona se abastece principalmente a través de la futura línea 2x220 kV Kimal – Nueva Chuquicamata.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, particularmente el criterio de seguridad N-1, en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Tocopilla.

Año 2030

La condición de operación para el año 2030 en la zona de Tocopilla, considera una transferencia de, aproximadamente, 1.160 MW, de los cuales 500 MW se transfieren por la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, mientras que 660 MW ingresan al norte grande desde la S/E Cumbres 500 kV hacia

la S/E Parinas 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, particularmente el criterio de seguridad N-1, en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal y en la línea HVDC. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos en la zona de Tocopilla.

7.5.1.2 Análisis zona Mejillones

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Central Termoeléctrica Mejillones (CTM3)
- Central Andina (CTA)
- Central Hornitos (CTH)
- Central Atacama (CC1, CC2)
- Central Angamos (ANG1, ANG2)
- Central Cochrane (CCH1, CCH2)
- Central Kelar (KELAR)
- Infraestructura Energética Mejillones (IEM)

Año 2025

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Mejillones considera una transferencia de, aproximadamente, 1.300 MW desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV. Se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla, la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya y otras unidades diésel menores.

Sin las centrales solares y solo con la unidad U16 apoyando fuertemente en términos de estabilidad, el sistema del norte grande requiere de la operación de las centrales diésel de las mineras de la zona.

En esta condición, el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 en la línea Cumbres – Parinas 2x500 kV no presenta mayores holguras. Sin embargo, es del caso señalar que un escenario de máxima demanda durante la noche no sería del todo realista, debido a que, lo más probable, es que, ante una alerta de maremoto, no solo se evacúen centrales de generación costeras, sino que también la demanda sufriría una disminución.

Año 2030

A esta fecha, la llegada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre permite que la zona del norte grande reciba un flujo de energía mayor, disipando el riesgo de perder circunstancialmente el criterio N-1. En este caso, la transferencia desde el sur del sistema llega a 1.800 MW, de los cuales 800 MW van desde la S/E Cumbre 500 kV hacia la S/E Parinas 500 kV, mientras que 1000 MW entran a través de la línea HVDC. Nuevamente se utilizan todos los recursos disponibles en el SING, realizando despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-

despacho económico del caso base, incluyendo las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 en la Central Tocopilla, la totalidad de las unidades en la Central Diésel Tamaya y otras unidades diésel menores.

7.5.1.3 Análisis zona Huasco

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Huasco considera la indisponibilidad de la siguiente central:

- Guacolda

Año 2025:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Huasco considera transferencia de aproximadamente 300 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

En base a las simulaciones realizadas, no se advierte un potencial riesgo a la regulación de tensión de la zona de Maitencillo. Lo anterior se puede explicar debido a la puesta en servicio de numerosos reactores de barra en las SS/EE de 500 kV, además del Compensador Estático de Reactivos en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV.

Finalmente, las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en las líneas de 500 kV proyectadas entre las SS/EE Polpaico y Kimal. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Año 2030:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Huasco considera transferencia de aproximadamente 400 MW desde la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV hacia la S/E Nueva Maitencillo 500 kV y 500 MW por la línea HVDC en dirección norte. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

En este caso tampoco se advierten riesgos de regulación de tensión, y se observa que se cumplen las exigencias normativas vigentes, incluyendo criterio n-1. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

7.5.1.4 Análisis zona Quintero

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Nueva Ventanas
- Campiche
- GNL Quintero

Las centrales de la zona de Quintero, especialmente Ventanas I y II, Nueva Ventanas y Campiche, cumplen un importante rol en el abastecimiento de las comunas de Valparaíso, Viña del Mar y Concón, a través de la línea 2x110 kV Ventanas – Torquemada.

Para este análisis en particular, se utiliza el caso diurno, ya que el mayor efecto de la salida de estas centrales estará dado por la alta demanda de la zona, y no por la falta de generación solar.

Año 2025:

La condición de operación utilizada para el análisis de la zona de Quintero – Valparaíso, considera transferencia de aproximadamente 110 MW desde la S/E Ventanas 110kV hacia la S/E Torquemada 110 kV, mientras que el resto de la energía requerida por la zona, se abastece a través de la S/E San Luis 220 kV hacia Agua Santa 220 kV, con un flujo de aproximadamente 200 MW. No se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Las simulaciones realizadas muestran que se cumplen las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1 en los elementos más críticos, esto es ante la salida del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, y también ante la salida de uno de los circuitos de la línea Agua Santa – Miraflores 110 kV. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

Año 2030:

Para el año 2030, la mayor diferencia viene por el aumento vegetativo de la demanda de la zona. Para este caso, el aumento de transferencias por el aumento de demanda se da en mayor porcentaje por la zona de San Luis. El flujo a través del transformador de Ventanas mantiene los mismos niveles, alrededor de 110MW, mientras que desde la S/E San Luis 220 kV hacia la S/E Agua Santa 220 kV la transferencia aumenta a 310 MW. Nuevamente, no se advierte la necesidad de realizar despachos forzados de centrales que no hayan sido consideradas para el pre-despacho económico del caso base.

Para este año, las simulaciones realizadas muestran que se siguen cumpliendo las exigencias de la normativa vigente, incluyendo el criterio de seguridad N-1, a 35° con sol, en los elementos más críticos, esto es ante la salida del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, y también ante la salida de uno de los circuitos de la línea Agua Santa – Miraflores 110 kV. Por lo tanto, se concluye que no se necesitan obras de expansión adicionales por concepto de resiliencia por maremotos.

De todas maneras, el Plan de Expansión monitorea constantemente esta zona ante cambios en las fechas de salida de las centrales a carbón, por ser eventos que podrían afectar directamente al abastecimiento de la demanda.

7.5.1.5 Análisis zona Coronel

El análisis de resiliencia ante maremotos en la zona de Tocopilla considera la indisponibilidad de las siguientes centrales:

- Santa María
- Petropower

- Laguna Verde
- Newen
- Escuadrón
- Coronel
- Horcones
- Arauco

Las centrales de la zona de Coronel, cumplen un importante rol en el abastecimiento de la demanda de la misma zona, sobre todo ante la salida por descarbonización de las centrales Bocamina I y II. Es por ello que este caso ha sido ampliamente analizado con motivo del Plan de Expansión, el cual ha considerado las siguientes obras:

- Tendido 2° circuito línea 2x220kV Charrúa – Lagunillas
- Cambio de conductor línea 220kV Charrúa – Hualpén

Con estas obras, las que entrarían en servicio al año 2027, se logra tener resiliencia, ante la salida de las centrales de generación de la zona.

7.5.2 EVENTUALIDAD 2: SHOCK DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

El presente análisis consiste en medir la reacción de las obras propuestas en el presente plan de expansión con respecto a un escenario base o inicial, ante un eventual shock en los precios de los combustibles en el horizonte de análisis.

Como se mencionó en el Capítulo 6 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL durante el año 2026 y el año 2033, de manera independiente, disminuyendo los precios del combustible GNL en un 75%, generando con esto una modificación en el orden de mérito utilizado para el despacho de operación económica que define el Coordinador Eléctrico Nacional.

Las siguientes tablas muestran los costos operacionales e inversiones y las diferencias obtenidas al enfrentar el sistema de transmisión al shock de precios de los combustibles el año 2026 y año 2033, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

En atención a que se incluyen obras en instalaciones zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 44: Beneficios frente a un shock de precios en año 2026

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643	9.679	16.148	13.013	13.694	17.063
Costo Operacional Con Shock año 2026	10.419	16.344	14.288	13.873	18.451	9.536	15.969	12.835	13.557	16.881
Diferencia de Costo Operacional	-146	-187	-191	-140	-192	-143	-179	-178	-137	-182
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2026	3,32	7,75	13,30	3,09	9,80					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2026, el sistema presenta mayor capacidad de resiliencia al contar con expansiones, debido a que hace un mejor uso de los recursos de generación. Lo anterior se ve intensificado en los escenarios de demanda alta y media producto de sus mayores requerimientos de oferta para abastecer la demanda. Además, se concluye que la mayor resiliencia que muestra el sistema es consecuencia de que algunas expansiones nacionales y zonales, de rápida ejecución, permiten incrementar la capacidad de transporte para evacuar generación en determinadas zonas del país.

Tabla 45: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2033

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643	9.679	16.148	13.013	13.694	17.063
Costo Operacional Con Shock año 2033	10.392	16.413	14.295	13.866	18.509	9.522	16.041	12.849	13.564	16.949
Diferencia de Costo Operacional	-173	-118	-184	-146	-134	-157	-107	-165	-130	-114
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2033	15,82	11,31	19,68	16,08	19,82					

La tabla anterior muestra que el sistema eléctrico, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2033, presenta una mayor resiliencia en todos los escenarios en los cuales cuenta con las expansiones propuestas para el Plan de Expansión (los montos varían entre los 11 y 19 millones), si bien el comportamiento es muy similar a lo observado al aplicar un shock de precios el año 2026, en este caso los beneficios se amplifican, lo que obedece principalmente a dos factores: el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Coquimbo, y Valparaíso y con ello disponer en cualquier escenario de mayor libertad para lograr un óptimo uso de los recursos en una matriz diversa de generación; y al crecimiento de la demanda, incluso en escenarios de demanda baja, en donde muestran la necesidad de contar con un sistema con mayores holguras para lograr abastecer de forma eficiente el sistema.

7.5.3 HIDROLOGÍAS EXTREMAS

El presente análisis consiste en medir la reacción del sistema de transmisión frente a una variación importante en las hidrologías en el futuro. Para estos efectos, se han considerado dos eventualidades: la primera, utilizando una serie hidrológica extrema seca, es decir, que contiene las cinco hidrologías más secas de la estadística; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda, esto es, que contiene las cinco hidrologías más húmedas. El efecto se analizará considerando el sistema sin proyectos de expansión y con proyectos de expansión.

En primera instancia, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar el sistema de transmisión a la serie hidrológica seca, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión. En atención a que se incluyen obras en instalaciones

de transmisión zonales, se procede a establecer la condición base, tanto de los proyectos nacionales como zonales.

Tabla 46: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Seca

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643	9.679	16.148	13.013	13.694	17.063
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	11.905	18.615	16.201	15.576	21.077	10.852	17.832	14.454	15.101	19.075
Diferencia de Costo Operacional	1.340	2.084	1.722	1.564	2.435	1.173	1.684	1.441	1.407	2.012
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-167	-400	-282	-156	-423					

La tabla anterior muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión frente a una hidrología extrema seca. Además, el sistema con expansiones cuenta con una mayor capacidad de resiliencia al enfrentarse a una condición extrema seca, dado que las holguras en transmisión le permiten optimizar de mejor manera una matriz de generación diversa, como lo es la del Sistema Eléctrico Nacional.

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema eléctrico obtiene con las obras de expansión, para la hidrología analizada, se observa que el sistema puede responder ante tales eventos, razón por la cual no se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos de enfrentar al sistema a la serie hidrológica extrema húmeda, conforme a la metodología descrita en el numeral 6.4.3.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 47: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Húmeda

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Shock	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643	9.679	16.148	13.013	13.694	17.063
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	9.671	15.358	13.402	12.858	17.222	8.851	15.166	12.117	12.673	15.971
Diferencia de Costo Operacional	-894	-1.173	-1.077	-1.154	-1.421	-828	-982	-897	-1.021	-1.092
Diferencia (Expansión - Base) dado el Serie Hid Húmeda	66	191	180	133	329					

La tabla anterior muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión, frente a una hidrología extrema húmeda.

Adicionalmente, el sistema con proyectos de expansión presenta una mayor capacidad de adaptación respecto de la condición base (sin proyectos de expansión), frente a la misma condición hidrológica. Estos resultados son consecuencia de un menor desplazamiento del uso de energías renovables variables cuando el sistema de transmisión cuenta con los proyectos de

expansión recomendados, en comparación al sistema que no los posee (sistema de transmisión base).

En atención al nivel de diferencia y a los niveles de ahorro que el sistema obtiene con las obras de expansión para la hidrología extrema húmeda analizada, se observa que el sistema puede responder de buena forma ante tales eventos, razón por la cual no incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

7.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN

Al realizar la comparación del indicador Riesgo de Transmisión, para distintos años del horizonte de planificación, se puede determinar el efecto que los proyectos del Plan de Expansión propuesto tienen respecto a las diferencias monetarias esperadas para cada año, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones.

La Tabla muestra el efecto monetario de la reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario 1, Escenario 2, Escenario 3, Escenario 4 y Escenario 5 en el horizonte de planificación.

Tabla 48: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	Escenario 1 (millones US\$)	Escenario 2 (millones US\$)	Escenario 3 (millones US\$)	Escenario 4 (millones US\$)	Escenario 5 (millones US\$)
2020	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0
2025	5	-18	2	5	-334
2026	22	-29	-47	39	-42
2027	0	-42	-154	14	-119
2028	-105	-103	-161	-24	-240
2029	-202	-223	-226	19	-231
2030	-310	-182	-113	-71	-375
2031	-359	-279	-74	-163	-796
2032	-195	-229	-642	-136	-368
2033	-473	-416	-749	-109	-332
2034	-252	-466	-504	-89	-588
2035	-456	-459	-366	-129	-415
2036	-569	-361	-557	-130	-206
2037	-608	-346	-270	-117	-206
2038	-538	-177	-110	-109	-302
2039	-383	-122	-584	-289	-627
Total	-4.422	-3.453	-4.556	-1.287	-5.180

De la tabla anterior, se observa que todos los escenarios reducen el índice de Riesgo de Transmisión, producto del Plan de Expansión propuesto.



En general, el beneficio promedio para todos los escenarios es de alrededor de USD 3.780 millones para todo el periodo, obteniéndose diferencias entre los escenarios, las que alcanzan los USD 3.900 millones aproximadamente, reflejando el efecto de una mayor demanda en la obtención de estas diferencias.

En conclusión, el Plan de Expansión propuesto permite contar con una disminución del índice de Riesgo de Transmisión para los cinco EGPT, en una magnitud tal que justifica y compensa las evaluaciones económicas previamente efectuadas, cumpliéndose de esta manera la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común.

8 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se proponen en el presente Informe Técnico se realizó de acuerdo a la metodología de valorización descrita en el Anexo N° 3 del presente documento. A continuación se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los numerales 3 y 4.

8.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Ampliación en S/E Kimal 500 (IM)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar - Likanantai	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) Y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)	
1	Costos Directos	2.164.656	3.976.454	1.558.538	7.474.257	11.540.256	555.576	7.598.941	1.823.857
1.1	Ingeniería	123.070	258.606	97.811	223.966	431.180	29.738	298.387	80.128
1.2	Instalación de faenas	128.676	384.913	100.223	279.035	363.000	99.238	294.116	99.238
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.912.910	3.332.936	1.360.503	6.971.255	10.746.075	426.601	7.006.438	1.644.491
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.131.187	1.576.894	818.968	1.809.018	2.536.139	684.537	1.946.216	847.053
2.1	Gastos generales y Seguros	534.489	753.165	306.200	693.616	1.368.154	275.688	960.642	314.248
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	564.238	342.338	486.513	827.450	342.338	645.721	342.338
2.3	Utilidades del contratista	42.118	101.465	83.844	306.749	195.763	33.184	176.392	93.982
2.4	Contingencias	68.067	158.026	86.586	322.139	144.771	33.327	125.465	96.485
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	37.997	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	3.295.844	5.553.349	2.377.506	9.283.275	14.076.395	1.240.113	9.545.157	2.670.910
4	Intereses Intercalarios	98.875	166.600	118.875	278.498	703.820	62.006	477.258	133.545
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.394.719	5.719.949	2.496.381	9.561.773	14.780.214	1.302.118	10.022.415	2.804.455

		Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), Nuevo Patio 500 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATA)	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)
1	Costos Directos	1.023.873	16.350.890	28.753.816	10.853.355	2.339.037	2.168.320
1.1	Ingeniería	105.116	476.003	811.690	857.655	198.831	118.573
1.2	Instalación de faenas	128.676	503.969	346.562	565.988	310.944	291.965
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	790.080	15.370.918	27.595.563	9.429.712	1.829.262	1.757.782
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.334.629	3.054.289	2.827.961	5.562.617	1.815.583	1.589.931
2.1	Gastos generales y Seguros	517.485	1.470.335	1.675.753	2.400.949	845.885	830.036
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	827.450	827.450	1.453.551	645.721	645.721
2.3	Utilidades del contratista	59.207	261.449	165.433	428.784	116.714	54.532
2.4	Contingencias	63.424	195.665	159.324	449.833	121.591	59.642
2.5	Servidumbre	208.000	299.390	0	829.500	85.672	0
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	2.358.502	19.405.179	31.581.777	16.415.972	4.154.620	3.758.251
4	Intereses Intercalarios	117.925	970.259	1.579.089	492.479	124.639	187.913
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		2.476.427	20.375.438	33.160.866	16.908.452	4.279.258	3.946.164

8.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 49: Valor de Inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional

		Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito	Nueva S/E Seccionadora La Invernada
1	Costos Directos	165.678.390	110.507.495	5.411.316
1.1	Ingeniería	5.418.588	2.776.475	275.415
1.2	Instalación de faenas	1.267.028	822.166	291.965
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	158.992.773	106.908.855	3.858.272
1,4	Intervención instalación dedicada	0	0	985.665
2	Costos Indirectos	22.465.843	40.622.031	1.750.304
2.1	Gastos generales y Seguros	8.301.383	3.750.971	874.636
2.2	Inspección técnica de obra	3.002.661	1.146.956	645.721
2.3	Utilidades del contratista	2.703.056	1.298.920	73.842
2.4	Contingencias	7.566.256	4.708.246	55.350
2.5	Servidumbre	892.487	29.716.938	72.000
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	28.755
3	Monto Contrato	188.144.233	151.129.527	7.161.621
4	Intereses Intercalarios	6.318.127	4.533.886	358.081
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		194.462.361	155.663.412	7.519.702

8.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 50: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal B, D y F

		Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	Ampliación En S/E Quilicura (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	Ampliación En S/E Macul (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Santa Raquel (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)
1	Costos Directos	7.388.467	3.529.468	2.925.697	2.464.458	2.545.681	2.389.174	2.373.309	1.602.526
1.1	Ingeniería	312.141	145.847	168.462	138.893	144.152	135.729	132.099	100.631
1.2	Instalación de faenas	346.562	169.037	264.666	264.666	264.666	237.368	223.718	237.368
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.729.764	3.214.583	2.492.568	2.060.898	2.136.863	2.016.077	2.017.491	1.264.528
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.634.994	1.873.704	1.366.695	1.325.211	1.331.257	1.131.407	1.072.199	1.111.973
2.1	Gastos generales y Seguros	1.287.879	889.223	652.767	641.257	643.163	534.906	493.056	521.100
2.2	Inspección técnica de obra	827.450	645.721	564.238	564.238	564.238	486.513	449.060	486.513
2.3	Utilidades del contratista	171.585	165.844	71.406	56.790	58.826	51.910	61.808	49.931
2.4	Contingencias	123.439	172.917	78.283	62.927	65.030	58.077	68.275	54.429
2.5	Servidumbre	224.640	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	10.023.461	5.403.172	4.292.392	3.789.669	3.876.938	3.520.581	3.445.508	2.714.499
4	Intereses Intercalarios	501.173	162.095	214.620	189.483	193.847	176.029	172.275	135.725
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.524.634	5.565.267	4.507.011	3.979.152	4.070.784	3.696.610	3.617.783	2.850.224

Tabla 51: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT)	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta	Ampliación en S/E Reguladora Rapel (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	Ampliación en S/E Marchigüe (NTR ATMT)	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)
1	Costos Directos	1.884.856	3.993.992	431.102	1.443.103	1.910.629	170.254	2.520.841	2.766.173
1.1	Ingeniería	125.409	238.917	55.874	96.988	142.214	20.565	159.441	168.169
1.2	Instalación de faenas	128.676	237.368	0	143.395	113.957	69.800	237.368	128.676
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.630.771	3.517.708	375.228	1.202.720	1.654.459	79.890	2.124.032	2.469.328
1,4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.115.853	1.285.665	243.870	1.349.978	963.165	411.104	1.189.388	1.206.074
2.1	Gastos generales y Seguros	529.207	576.173	9.455	627.437	444.899	177.125	543.420	552.887
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	486.513	0	564.238	412.547	213.194	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	47.327	107.305	11.345	52.293	49.604	9.777	76.704	80.660
2.4	Contingencias	52.807	115.674	19.153	56.010	56.116	11.009	82.751	86.013
2.5	Servidumbre	0	0	203.918	50.000	0	0	0	0
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	3.000.710	5.279.657	674.972	2.793.082	2.873.795	581.359	3.710.229	3.972.246
4	Intereses Intercalarios	150.035	263.983	20.249	139.654	143.690	29.068	185.511	198.612
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.150.745	5.543.640	695.221	2.932.736	3.017.484	610.427	3.895.741	4.170.859

		<i>Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) Y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé</i>	<i>Ampliación en S/E Rauquén (BS)</i>	<i>Ampliación en S/E Pangullemo (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Lineares 154 kV (BS)</i>	<i>Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado</i>	<i>Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo</i>
1	Costos Directos	2.507.681	210.025	1.319.119	319.028	1.695.033	1.786.981	537.431	870.837
1.1	Ingeniería	151.723	21.236	94.350	28.336	105.139	105.209	71.002	47.482
1.2	Instalación de faenas	128.676	99.238	128.676	99.238	128.676	128.676	182.771	128.676
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.227.282	89.551	1.096.092	191.455	1.461.218	1.553.096	283.659	694.679
1,4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.189.412	633.515	1.084.196	650.150	1.116.026	1.111.512	763.394	1.061.851
2.1	Gastos generales y Seguros	547.215	264.347	517.302	267.868	526.917	527.659	348.234	508.807
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	342.338	486.513	342.338	486.513	486.513	342.338	486.513
2.3	Utilidades del contratista	75.449	12.797	38.033	19.334	48.808	46.665	35.665	32.611
2.4	Contingencias	80.234	14.034	42.348	20.610	53.787	50.674	37.157	33.920
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	0	0	0	0
2,6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	3.697.092	843.539	2.403.314	969.178	2.811.059	2.898.493	1.300.825	1.932.687
4	Intereses Intercalarios	184.855	42.177	120.166	48.459	140.553	144.925	39.025	96.634
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		3.881.947	885.716	2.523.480	1.017.637	2.951.612	3.043.418	1.339.850	2.029.322

		<i>Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira</i>	<i>Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en SE Hualqui 220 kV (IM)</i>	<i>Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas</i>	<i>Ampliación En S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BS)</i>
1	Costos Directos	2.931.280	2.130.155	555.392	427.073	1.091.870	1.578.867
1.1	Ingeniería	109.446	120.109	29.726	48.490	154.743	104.995
1.2	Instalación de faenas	237.368	237.368	99.238	110.161	128.676	237.368
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.734.709	1.772.678	426.428	268.423	808.451	1.236.504
1.4	Intervención instalación dedicada	849.757	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.303.376	1.144.409	684.538	755.216	1.066.303	1.155.351
2.1	Gastos generales y Seguros	534.709	532.842	275.686	347.345	510.038	525.893
2.2	Inspección técnica de obra	486.513	486.513	342.338	342.338	486.513	486.513
2.3	Utilidades del contratista	67.021	60.253	33.186	24.570	29.819	69.781
2.4	Contingencias	72.683	64.800	33.328	27.313	39.932	73.164
2.5	Servidumbre	68.688	0	0	13.650	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	73.763	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	4.234.657	3.274.564	1.239.930	1.182.289	2.158.173	2.734.218
4	Intereses Intercalarios	211.733	163.728	61.996	35.469	107.909	136.711
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.446.390	3.438.292	1.301.926	1.217.758	2.266.082	2.870.929

8.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 52: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal B, y E

		Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Roca	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario	Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares	Nueva Subestación Seccionadora Buli	Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilimo II
1	Costos Directos	15.982.615	14.548.470	12.542.279	19.562.927	7.381.722	4.914.174	2.052.781
1.1	Ingeniería	1.107.098	696.537	775.522	760.903	380.153	403.504	155.076
1.2	Instalación de faenas	441.456	500.880	556.631	676.485	291.965	346.562	346.562
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	14.434.061	13.351.052	11.210.126	15.681.611	6.709.604	4.164.108	1.551.143
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	2.443.927	0	0	0
2	Costos Indirectos	5.249.313	5.073.987	4.266.597	5.951.463	2.016.905	3.352.704	2.972.356
2.1	Gastos generales y Seguros	1.424.277	2.116.605	1.263.547	2.275.050	955.019	1.224.937	1.156.256
2.2	Inspección técnica de obra	827.450	1.391.688	927.840	1.473.171	645.721	827.450	827.450
2.3	Utilidades del contratista	346.982	369.603	318.199	406.124	176.744	145.488	47.643
2.4	Contingencias	550.604	264.232	224.931	293.110	134.422	104.829	76.507
2.5	Servidumbre	2.100.000	931.858	1.532.080	1.341.389	105.000	1.050.000	864.499
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	162.618	0	0	0
3	Monto Contrato	21.231.927	19.622.456	16.808.876	25.514.389	9.398.627	8.266.878	5.025.137
4	Intereses Intercalarios	636.958	884.248	760.185	1.086.740	462.200	346.691	150.754
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		21.868.885	20.506.705	17.569.061	26.601.129	9.860.828	8.613.569	5.175.891

9 ANEXO 1: ANTECEDENTES EVALUACIÓN DE OTROS PROYECTOS

9.1 PROYECTOS NO RECOMENDADOS

A continuación se listan los proyectos que esta Comisión ha analizado en el presente informe y no se incorporan en el Plan de Expansión.

Tabla 53: Proyectos no recomendados

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
1	Ampliación en S/E Crucero	CEN	<p>El proyecto fue presentado con el propósito de mejorar el estándar de confiabilidad de la S/E Crucero, así como para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o transmisión.</p> <p>En este sentido, si bien se constata el aporte del proyecto en los términos indicados en la propuesta, debido principalmente a su alto costo, se determina que no resulta pertinente su incorporación al presente Plan de Expansión.</p> <p>Lo anterior, ya que el costo del proyecto es comparable al desarrollo de una nueva subestación con un estándar interruptor y medio, el que resulta más eficiente, en términos técnicos y económicos, en su desarrollo, ejecución y posterior ampliación, mejorando las condiciones para su uso por parte de futuros interesados en conectarse a dicho punto.</p>	Nacional
2	Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVar (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)	CEN	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona norte del SEN.</p> <p>Si bien se constató el aporte del proyecto a la mejora en las condiciones de control de tensión en la zona, permitiendo, con ello, mejorar la seguridad de servicio, el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal", incorporado en el presente Plan de Expansión, permite mejorar considerablemente las condiciones de calidad y seguridad de servicio en la zona, con lo cual se resuelve el problema detectado por el Coordinador.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, el proyecto propuesto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	Nacional
3	Reemplazo transformador T2 66/15 kV - 25 MVA en S/E Perales por unidad 66/15 kV - 50 MVA.	CEN	<p>Se incorpora proyecto de similares características, denominado "Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)", el cual da respuesta al requerimiento planteado.</p>	Zonal
4	Cambio de TT/CC línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre en extremo S/E Polpaico (pañes K1 y K2)	CEN	<p>El proyecto ha sido propuesto en atención a su aporte a la eficiencia operacional del sistema, toda vez que representaría una restricción para la operación económica del sistema eléctrico al limitar la capacidad de transferencia por el tramo Polpaico - Lo Aguirre.</p> <p>De acuerdo al análisis desarrollado, esta Comisión concluye que el plan de expansión no sería la alternativa más adecuada para la ejecución de esta obra, ya que ésta podría ser ejecutada por la empresa propietaria como una modificación no relevante, o bien, mediante una solicitud de obra urgente (artículo 102° de la Ley), particularmente dado el alcance del proyecto, las características del mismo y los plazos y costos involucrados en el proceso de licitación de obras de expansión.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto propuesto no es incorporado en el presente plan de expansión.</p>	Nacional
5	Nuevo Reactor de Barra En S/E Ancoa 500 kV, cambio de TT/CC línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuitos 1 y 2, en ambos extremos.	CEN	<p>El proyecto fue propuesto en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona centro sur del SEN, particularmente para efectos de abordar los problemas de sobretensión en los nodos eléctricamente cercanos a la S/E Ancoa.</p> <p>En atención a la problemática planteada, esta Comisión determinó la incorporación del proyecto " Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)", el cual cumple el mismo propósito que la recomendación del Coordinador.</p>	Nacional
6	Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa.	CEN	<p>El proyecto fue propuesto en función de su aporte a la seguridad de abastecimiento del Gran Concepción, en particular para efectos de</p>	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>brindar seguridad frente a fallas en la sección de barra N°2 de 220 kV de la S/E Charrúa.</p> <p>El análisis de seguridad realizado, muestra que, si bien el problema detectado por el Coordinador existe, este quedará subsanado con la operación permanentemente cerrada del interruptor J31, el cual fue incorporado en el proceso de expansión troncal 2015-2016 con el propósito de brindar seguridad al abastecimiento al Gran Concepción frente a fallas en la sección de barra mencionada. Adicionalmente, la seguridad de servicio en la zona se verá mejorada por los proyectos "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" y "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén", ambas incorporadas en este Plan de Expansión.</p>	
7	Ampliación S/E Río Malleco e incorporación de Reactor 80 MVar y seccionamiento futuro línea 2x220 kV Entre Ríos-Ciruelos	CEN	<p>El proyecto fue propuesto en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona centro sur del SEN, particularmente para efectos de abordar los problemas de sobretensión en los nodos eléctricamente cercanos a la S/E Río Malleco.</p> <p>Los análisis realizados muestran que es factible postergar la incorporación de este proyecto, u otro equivalente en el entorno, particularmente en atención a la incorporación de los proyectos "Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)" y "Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)".</p>	Nacional
8	Nuevo reactor de 80 MVar en la S/E Nueva Ancud	CEN	<p>El proyecto fue propuesto en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio de la zona centro sur del SEN, particularmente para efectos de abordar los problemas de sobretensión en los nodos eléctricamente cercanos a la S/E Nueva Ancud, en la zona sur del SEN. Los análisis realizados muestran que el proyecto es necesario, debido a la presencia de sobretensiones en los nodos ubicados al sur de la S/E Puerto Montt, no existiendo otros elementos para el control de tensión en la zona. Sin embargo, en atención a los análisis realizados, se ajustó el monto de la compensación, resultando en la incorporación de la obra "Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Nueva Ancud (NCER AT)".</p>	Nacional
9	Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV	CEN	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
10	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra	CEN	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Tap Off La Negra.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
11	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 5 MVA a 10 MVA en S/E Taltal	CEN	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Taltal.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
12	Aumento de capacidad línea 1x110 KV Las Vegas – Esperanza y habilitación segundo circuito más Aumento de Capacidad Línea 110 kV Esperanza – Nueva S/E Río Aconcagua	CEN	Esta obra fue incorporada por esta Comisión en el Plan de Expansión 2019 e incluida por el Ministerio de Energía en el DE N°171/2020.	Zonal
13	Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de la zona de San Rafael y San Felipe. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
14	Aumento de Capacidad S/E Santa Marta 110 /12 kV	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Santa Marta. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Adicionalmente, cabe señalar que en el Plan de Expansión 2019 se incorporó la obra "Ampliación en S/E Santa Marta", aumentando la capacidad de transformación en dicha instalación. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
15	Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores	CEN	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, para el caso de este proyecto se determinó que no existiría ENS frente a una contingencia simple en el tramo señalado. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
16	Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Cachapoal. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
17	Reemplazo de unidad de 66/15 kV 9,4 MVA por unidad de 66/15 kV 20 MVA en S/E Chimbarongo	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Chimbarongo. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
18	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 10 MVA S/E Cocharcas	CEN	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación En S/E Monterrico (NTR ATMT)".	Zonal
19	Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Fátima. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
20	Nuevo Transformador de 66/33-23 kV de 15 MVA en S/E Hualte	CEN	El análisis de suficiencia realizado muestra la necesidad de incorporar este proyecto u otro que resuelva el mismo requerimiento. Dado lo anterior, y en atención de los análisis realizados, se incorpora al presente Plan de Expansión la obra "Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte".	Zonal
21	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 10 MVA en S/E Placilla	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Placilla. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
22	Nuevo Transformador de 33/23 kV de 10 MVA en S/E Quirihue	CEN	El análisis de suficiencia realizado muestra la necesidad de incorporar este proyecto u otro que resuelva el mismo requerimiento. Dado lo anterior, y en atención de los análisis realizados, se incorpora al presente Plan de Expansión la obra "Nueva S/E Itata y Nueva Línea 1x66 Itata - Hualte".	Zonal
23	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 15 MVA en S/E Rauquén	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Rauquén. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
24	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Rafael. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
25	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Santa Elvira. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular debido a que en el Plan de Expansión 2019 se incorporó el proyecto "Ampliación en S/E Santa Elvira", el que considera la instalación de un nuevo transformador ATMT. De acuerdo a lo anterior, el proyecto propuesto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal
26	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Talca. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
27	Nuevo Transformador de 66/13,2 kV de 25 MVA en S/E Tres Esquinas	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Tres Esquinas.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
28	PE-03 Ampliación Barras 220kV S/E Parinas e Instalación ATR n°2 (750MVA)	Engie Energia Chile S.A.	Se incorpora proyecto de similares características, denominado "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)", el cual da respuesta al requerimiento planteado.	Nacional
29	Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 75/25 MVA en S/E Teno	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Teno. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
30	Nuevo Transformador de 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue	CEN	El análisis de seguridad realizado muestra que es factible postergar la incorporación de este proyecto, u otro similar que entregue seguridad al abastecimiento en la zona. Lo anterior se da, en particular, considerando la incorporación del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares".	Zonal
31	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa a 60 MVA(1)	CEN	Se incorporan los proyectos "Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira" y "Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	Zonal
32	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas a 60 MVA(1)	CEN	Se incorporan los proyectos "Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira" y "Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	Zonal
33	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin a 60 MVA	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Buin. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.2 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Cabe señalar que existe una inconsistencia en la plataforma de Información Técnica del Coordinador, respecto de la capacidad del tramo en cuestión. Específicamente, se trata del valor consignado en dicha plataforma respecto de la capacidad del tramo en función de la temperatura y los documentos anexos ingresados por la empresa propietaria, para la misma instalación. Dado lo anterior, se solicitará al Coordinador corroborar la información a efectos de actualizarla con motivo del IT Final del presente plan, en caso que corresponda.	Zonal
34	Aumento de Capacidad Línea 1x66 Kv Tap Off Los Lirios – Chumaquito a 60 MVA(2)	CEN	Se incorporan los proyectos "Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario" y "Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT) y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	Zonal
35	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Tap Off Maestranza – Tap Off Los Lirios a 90 MVA(2)	CEN	Se incorporan los proyectos "Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario" y "Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT) y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés – Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	Zonal
36	Aumento de capacidad Línea 2x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza a 90 MVA(2)	CEN	Se incorporan los proyectos "Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 Totihue – Rosario" y "Ampliación en S/E Punta De Cortés (NTR ATAT) y Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta De Cortés –	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Tuniche, Tramo Punta De Cortés – Puente Alta", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	
37	Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA	CEN	Se incorpora proyecto denominado "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén", con lo cual se entrega solución a la problemática levantada.	Zonal
38	Aumento de Capacidad La línea 1x66 kV Tap Off Tres Esquinas – Tres Esquinas a 60 MVA	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Buin. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.2 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Cabe señalar que el análisis realizado considera la entrada en operación del proyecto "Seccionamiento Línea 1x154 kV Charrúa - Chillán, Construcción de una Nueva Subestación Los Canelos y Construcción de Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Los Canelos - Lucero", autorizado a través de RE N° 198/2020, de la Comisión Nacional de Energía, lo que produciría un traspaso de demanda futura desde la S/E Tres Esquinas.	Zonal
39	Aumento de Capacidad línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal a 60 MVA	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia del sistema de transmisión. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.2 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Cabe señalar que el análisis realizado considera que con la puesta en servicio la S/E Mataquito 220/66 kV, el tramo 1x66 kV Los Maquis - Villa Prat operará normalmente abierto, por lo que el tramo 1x66 kV Villa Prat - Parronal cumple con el criterio de suficiencia, al abastecer radialmente a la demanda en la S/E Villa Prat.	Zonal
40	BB/CC en S/E Monterrico	CEN	El proyecto fue analizado en función de su aporte a la seguridad y calidad de servicio en el sistema de transmisión de la región de Ñuble. Si bien se constató el aporte del proyecto a la mejora en las condiciones de regulación de tensión en la zona, la incorporación del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154 kV Llepu – Linares" permite mejorar considerablemente las condiciones de calidad y seguridad de servicio en la zona, por lo que no se considera la incorporación del proyecto propuesto en el presente Plan de Expansión.	Zonal
41	Aumento de Capacidad de Barra 66 kV S/E Rancagua.	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la ciudad de Rancagua y alrededores. El análisis realizado concluye que no resulta pertinente incorporar el proyecto propuesto en el presente plan de expansión, principalmente, dado que existen proyectos ya decretados, así como otros incorporados en el presente plan de expansión, que entregan alternativas de apoyo al suministro de la demanda de la zona, generando condiciones más favorables para el desarrollo de la obra una vez que entren en servicio dichas instalaciones, de modo que resulta pertinente postergar la incorporación de la propuesta para siguientes procesos. Finalmente, es conveniente indicar que, en caso de requerir con mayor premura la ejecución de la obra propuesta, a juicio de esta Comisión, el mecanismo que se ajusta en mejor medida a dicho requerimiento eventual corresponde a aquel contenido en el artículo 102° de la Ley.	Zonal
42	Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Los Lagos. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
43	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Ancud. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
44	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.	CEN	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a las SS/EE Pid Pid y Dalcahue. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
45	PE-01_ Ampliación SE Nogales	Andes Mainstream SpA	El presente Plan de Expansión incorpora la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito" y "Ampliación en S/E Nogales". Dentro del alcance de esta última obra se incorpora la extensión de la barra de 220 kV para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o consumo.	Nacional
46	PE-02_ Ampliación SE Algarrobal	Andes Mainstream SpA	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)".	Nacional
47	PE-03_ Cambio Conductor 3x220 kV Algarrobal – Maitencillo	Andes Mainstream SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
48	PE-04_ Ampliación SE Hualqui	Andes Mainstream SpA	El presente Plan de Expansión incorpora las obras "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, con seccionamiento en S/E Hualqui" y "Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén". Dentro del alcance de esta última obra se incorpora la extensión de la barra de 220 kV para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o consumo.	Nacional
49	PE-05_ Cambio Conductor 3x220 kV Loica - A. Melipilla	Andes Mainstream SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
50	PE-06_ Seccionamiento 2x220 kV Quillota - Polpaico	Andes Mainstream SpA	El proyecto fue propuesto como una solución de conexión para un proyecto de generación en particular, no encontrándose desarrollos adicionales que pudieran hacer uso del punto de conexión propuesto. Por otra parte, el punto de conexión fue también analizado como una alternativa de apoyo al sistema de transmisión zonal del interior de la Región de Valparaíso. Sin embargo, la ubicación requerida por el proyecto de generación no resultó coincidente con aquellas factibles para el propósito comentado.	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.	
51	PE-01-SE Algarrobal	El Sol de Vallenar SpA	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)".	Nacional
52	PE-01 Acceso a Barra de Transferencia paños J5 y J6 de S/E Quillota	TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA	<p>El proyecto fue propuesto en función de su eventual aporte a la seguridad de servicio del Sistema de Transmisión Nacional, permitiendo la conexión de los paños J5 y J6, asociados a la línea de transmisión San Luis - Quillota 2x220 kV, a la barra de transferencia de la S/E Quillota.</p> <p>El análisis realizado muestra que los paños señalados no poseen actualmente la posibilidad de ser transferidos, por lo que se encuentran en una situación de incumplimiento normativo, situación que, en todo caso, no corresponde, por sí sola, a una justificación para la promoción de una obra de expansión.</p> <p>Por otra parte, los análisis realizados muestran que lo descrito anteriormente no representa necesariamente un problema de seguridad de abastecimiento para la zona, debido a que los trabajos de mantenimiento de los interruptores deben ser programados tomando los resguardos para que dicha situación no se produzca, de modo que no corresponde el desarrollo de una evaluación del aporte a la seguridad de servicio que entregaría este proyecto a través de la valorización de la disminución de la energía no suministrada esperada. Al respecto, es importante señalar que, de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del Artículo 89° de la LGSE, "no corresponden a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente".</p> <p>Dado lo anteriormente expuesto, esta Comisión ha definido no incorporar esta obra en el presente Plan de Expansión.</p>	Nacional
53	PE-01- Nueva Subestación Seccionadora Los Lagartos.	Central de Generación Eólica San Matías SpA	<p>El proyecto fue presentado con motivo de permitir la conexión de un proyecto de generación en particular, así como otros posibles desarrollos en la zona.</p> <p>A partir de la información presentada, se concluye que existen puntos disponibles para la conexión de proyectos en la zona, en particular las SS/EE Candelaria y Codegua.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p>	Nacional
54	PE-01: Cambio de Conductor de la línea 2x220 kV Loica - Alto Melipilla.	Trivento SpA	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
55	PE-02: Ampliación de la S/E Don Goyo	Trivento SpA	El presente Plan de Expansión incorpora la obra "Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)". Dentro del alcance de esta última obra se incorpora la extensión de la barra de 220 kV para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o consumo.	Nacional
56	PE-01 SE Azul	Espejo de Tarapaca SpA	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
57	PE-01: INSTALACIÓN CABLE OPGW EN LT 2x220KV CHARRÚA-CAUTÍN	TRANSMISORA ELÉCTRICA DE CHARRÚA	El proyecto fue propuesto en función de su eventual aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda. En particular, al revisar el registro de fallas asociadas a esta línea, es posible observar fallas	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
		TRANSMISIÓN S.A.	<p>ocasionadas por descargas atmosféricas, las que se encontrarían asociadas a la carencia de cable de guardia, y que motivaron la salida de la línea completa (2 circuitos).</p> <p>Al respecto, es importante señalar que el tramo en cuestión pertenece al segmento de transmisión nacional, por lo que, de acuerdo a lo señalado en el artículo 19° de la RE N° 711, en donde se describe la etapa de análisis de seguridad, la evaluación del proyecto se debe hacer en función del aporte del proyecto para el cumplimiento de la normativa técnica vigente, en términos de seguridad (abastecimiento de la demanda frente a las contingencias consideradas en la normativa).</p> <p>En este sentido, la normativa técnica no contempla las contingencias dobles dentro del grupo de contingencias frente a las cuales el sistema de transmisión nacional debe entregar respuesta, de modo que el proyecto no reúne las condiciones para ser incorporado al presente plan de expansión.</p> <p>De todas maneras, se realizó un análisis de seguridad a través de la valorización de la ENS esperada, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, el que arrojó como resultado que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>	
58	PE-01 Repotenciamiento línea 220 kV Lagunas – Frontera	Transec S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Lagunas - Frontera 220 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas Y Nueva Línea 2x500 KV Nueva Lagunas – Kimal".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
59	PE-05 Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos	Transec S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Punta Sierra - Los Vilos 220 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Debido a lo expuesto, el proyecto "Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Los Vilos" no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
60	PE-06 Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales	Transec S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Punta Sierra - Nogales 220 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Debido a lo expuesto, el proyecto "Repotenciamiento línea 220 kV Punta Sierra – Nogales" no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
61	PE-07 Tercer transformador 500/220 kV en S/E Polpaico	Transec S.A.	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
62	PE-08 Tercer transformador 500/220 kV en S/E Ancoa	Transec S.A.	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
63	PE-12 Proyecto Sistema 500 kV SEN Norte	Transec S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
64	PE01 - SE Los Rulos	Cerro El Plomo S.A. (Inkia Energy)	<p>El presente Plan de Expansión incorpora el proyecto "Ampliación en S/E Nogales", incorporando un nuevo punto de conexión al sistema de 500 kV de la zona, permitiendo una alternativa de similares características a la propuesta.</p>	Nacional
65	PE02 - Proyecto: Ampliación S/E O'Higgins 220 kV	ACCIONA ENERGIA CHILE SPA	<p>Debido a la tecnología del patio de la subestación (GIS), no es posible ampliar la barra para conexión de proyectos.</p> <p>Debido a lo expuesto, la propuesta no es incorporada al presente plan de expansión.</p> <p>En caso de requerir hacer uso del punto de conexión, el interesado deberá ingresar una solicitud de autorización de solución de conexión en el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>	Nacional
66	PE-01 Proyecto A-CAES "Transición"	Hydrostor Inc. y AME SpA	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
67	PE-02 Proyecto A-CAES "Innovación"	Hydrostor Inc. y AME SpA	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente plan de expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	
68	PE01 - Nuevo Transformador en SE Parinas	Colbún S.A.	Se incorpora proyecto equivalente denominado "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)".	Nacional
69	PE-01 Tendido segundo circuito LAT 2x220kV Roncacho-Nva Pozo Almonte	Engie Energia Chile S.A.	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
70	PE-02 Nueva LAT 2x220kV Kimal-Nueva Chuquicamata, tendido del primer circuito	Engie Energia Chile S.A.	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
71	PE-04 Ampliación S/E Don Goyo 220kV	Engie Energia Chile S.A.	El presente Plan de Expansión incorpora la obra "Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)". Dentro del alcance de esta última obra se incorpora la extensión de la barra de 220 kV para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y/o consumo.	Nacional
72	PE-05 S/E Seccionadora Nueva el Manzano 220kV	Engie Energia Chile S.A.	El proyecto fue propuesto como una solución de conexión para un proyecto de generación en particular, no encontrándose desarrollos adicionales que pudieran hacer uso del punto de conexión propuesto. Por otra parte, dada la zona de emplazamiento propuesta para la subestación, se observan posibles puntos de conexión factibles en el entorno, en particular en el segmento de transmisión dedicada, la cual se encuentra sujeta al régimen de acceso abierto contemplado en la legislación eléctrica. Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.	Nacional
73	PE-01 Ampliación SE Los Peumos	PARQUE EÓLICO VICTORIA SPA	El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, y en consideración a los plazos de construcción, así como las características de la obra propuesta y las etapas del Plan de Expansión, esta Comisión decide no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión y promover el uso del artículo 102° de la Ley para concretar su materialización.	Nacional
74	PE01 - Ampliación SE Polpaico	PSF Don Darío SpA	El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, el análisis realizado por esta Comisión da cuenta de la infactibilidad de ejecutar una ampliación de las barras de 220 kV de la S/E Polpaico, sin generar interferencias con otros elementos de transmisión que acometen a ella. Por otra parte, se observan posibles puntos de conexión factibles en el entorno a la S/E Polpaico, particularmente en el segmento de transmisión dedicada, la cual se encuentra sujeta al régimen de acceso abierto contemplado en la legislación eléctrica, los que podrían ser utilizados para materializar la conexión de proyectos de generación. Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.	Nacional
75	PE-01 Almacenamiento_PtaSierra-Nogales(4x100MW)	AES Gener S.A.	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	
76	PE-02 Almacenamiento_Temuco-Cautin(100MW)	AES Gener S.A.	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
77	PE-03 Cambio Conductor_Andes_Likanantai_NZaldivar	AES Gener S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Andes - Likanantai - Nueva Zaldivar 220 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldivar - Likanantai" y "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)". Debido a lo expuesto, el proyecto presentado no es incorporado al presente Plan de Expansión con el alcance propuesto.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
78	PE-04 Cambio Conductor_Andes_Likanantai_NZaldivar+TParinas	AES Gener S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Andes - Likanantai - Nueva Zaldivar 220 kV y Parinas 500/220 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldivar - Likanantai" y "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)". Debido a lo expuesto, el proyecto presentado no es incorporado al presente Plan de Expansión con el alcance propuesto.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
79	PE-07 Ampliacion Loica	AES Gener S.A.	<p>La S/E Loica corresponde a un proyecto adjudicado recientemente. En función de dicho antecedente, se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión, de modo de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance del proyecto de transmisión.</p>	Nacional
80	PE01 - Nueva S/E Seccionadora Quillay 220 kV y cierre anillo Polpaico - Almendros 220 kV	AngloAmerican Sur S.A.	<p>El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en el literal c) del punto 6.4.5.2 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
81	PE01 - Ampliación de capacidad de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico	Interchile S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar</p>	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Debido a lo expuesto, el proyecto "Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV" no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	
82	PE02 - Ampliación de capacidad de enlace Los Changos - Lo Aguirre	Interchile S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "XXX".</p> <p>Debido a lo expuesto, el proyecto "Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV" no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
83	PE01 - Ampliación de capacidad de Línea Nueva Maitencillo - Polpaico 2x500 kV (en adjunto FT0)	Enel Green Power Chile S.A	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
84	PE02 - Transformación LAT 2x220 kV Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar – Centella a Enlace Mixto 1x220 kV HVAC + Bipolo ±230 kV HVDC (en adjunto FT1 y FT2)	Enel Generación S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional
85	PE03 - Nueva LAT 2x500 kV Centella – Río Aconcagua, energizada en 220 kV y tendido primer circuito (en adjunto FT3)	Enel Generación S.A.	<p>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, mediante el aumento de la capacidad de transmisión en el tramo Nueva Maitencillo - Polpaico 500 kV, siendo comparado con otras alternativas que persiguen similar propósito.</p> <p>De las alternativas analizadas, la que entregó los mayores beneficios corresponde a la obra "Nueva Línea 2x500 kV Nogales - Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito".</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.</p>	Nacional

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
86	PE04 - Ampliación Barras 220 kV - SE Pichirropulli (en adjunto FT4)	Enel Green Power Chile S.A	El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, y en consideración a los plazos de construcción, así como las características de la obra propuesta y las etapas del plan de expansión, esta Comisión decide no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión y promover el uso del artículo 102° de la Ley para concretar su materialización.	Nacional
87	PE-01. NUEVA S/E SECCIONADORA ANDINO 220kV	Andes Solar S.A.	El proyecto fue presentado para permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la zona. El análisis desarrollado muestra que la S/E Las Arañas se encuentra a una distancia de 5 km aproximadamente, con respecto a la zona de emplazamiento propuesta para la obra de expansión. Además, de acuerdo a la información revisada por esta Comisión, existe una SASC en la S/E Las Arañas, presentada por el proponente al Coordinador, para concretar la conexión de un proyecto de generación. Dado lo anterior, la propuesta no será incorporada al presente Plan de Expansión.	Nacional
88	PE-01 Subestación La Yesera, que secciona LTE existente 1x110kV Ovalle – Illapel	Sociedad Punta del Cobre S.A.	El proyecto fue presentado con el propósito de permitir la conexión y operación de un proyecto minero en particular, requiriendo la construcción de la subestación y el traslado de las líneas 1x110 kV Ovalle - Illapel y 1x66 kV Combarbalá - Illapel. Por su parte, el análisis realizado muestra que no existirían requerimientos de apoyo para el sistema de transmisión zonal en el lugar de emplazamiento solicitado, por lo que la obra propuesta no constituiría un aporte a dicho segmento de la transmisión. Por otra parte, respecto del alcance de la obra propuesta, es preciso señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda de carácter regulada, y no el abastecimiento de clientes libres conectados directamente al sistema de transmisión, aunque éstos pueden hacer uso de las instalaciones de dichos sistemas. En este sentido, al no existir un requerimiento explícito o algún tipo de sinergia con el abastecimiento de los clientes regulados de la zona, no resulta pertinente la incorporación de una obra como la propuesta en el presente Plan de Expansión de la Transmisión. Adicionalmente, dentro del alcance de la propuesta se encuentra la relocalización de tramos de líneas del sistema de transmisión zonal, para efectos de permitir la ubicación del proyecto minero. Al respecto, es importante señalar que, especialmente esta parte del proyecto, en ningún caso formaría parte de un Plan de Expansión, dado que su finalidad resulta totalmente ajena al propósito del proceso de expansión de la transmisión. Distinto es el caso del desarrollo de una nueva subestación, la que podría prestar soporte al resto de las instalaciones de transmisión de la zona. Finalmente, a partir de la información proporcionada por el proponente, respecto de los plazos en que requieren contar con la instalación en operación, no concuerdan con los plazos de ejecución de una obra como la propuesta a través del proceso de planificación.	Zonal
89	PE-01 Construcción SE Seccionadora Tenó 2x154kV	Greenergy Renovables Pacific Limitada	En el presente Plan de Expansión se incorpora la obra denominada "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén", la que considera dentro de su alcance la construcción de la S/E Buena Vista, la que podría recibir la conexión de los proyectos de generación ubicados en los alrededores del lugar de emplazamiento de la obra.	Zonal
90	PE-01 Ampliación de barra en S/E Armazones 23 kV	Solarpack Chile Limitada	El proyecto fue presentado con motivo de permitir la conexión de un proyecto de generación en particular, no encontrándose información	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			respecto de posibles desarrollos adicionales en la zona, lo que, sumado a las características propias de la obra, redundaría en un desarrollo poco eficiente del sistema, por lo que decide postergar su incorporación al plan de expansión.	
91	PE-01: Nuevo Paño en Barra 154kV SE Parral.	Espinos S.A.	El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, y en consideración a los plazos de construcción, así como las características de la obra propuesta las etapas del Plan de Expansión, y la existencia de dos obras decretadas previamente y actualmente en ejecución en la S/E Parral, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión y promover el uso del artículo 102° de la Ley para concretar su materialización.	Zonal
92	PE01 - Ampliación S/E Nueva Cauquenes 220 kV	FreePower	La S/E Cauquenes corresponde a un proyecto que aún no ha iniciado su etapa de construcción. En función de dicho antecedente, se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión, de modo de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance del proyecto de transmisión.	Zonal
93	PE-01 ampliación de la barra de 154 kV de la Subestación (S/E) Charrúa	GM Holdings S.A.	El proyecto fue presentado para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo a los antecedentes presentados, y en consideración a los plazos de construcción, así como las características de la obra propuesta y las etapas del Plan de Expansión y la posterior licitación, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión y promover el uso del artículo 102° de la Ley para concretar su materialización.	Zonal
94	PE-02 Normalización en S/E Esmeralda	Transec S.A.	El proyecto fue propuesto con el propósito de normalizar la conexión del transformador 220/110 kV de la S/E Esmeralda. El análisis desarrollado muestra que la situación actual de la S/E Esmeralda es tal que no permite la ejecución de labores de mantenimiento del único interruptor de 220 kV, que conecta la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda con el transformador 220/110 kV de la subestación, sin que ocurra la desconexión del transformador. Dado lo anterior, esta instalación se encuentra en un incumplimiento normativo, situación que no justifica, por sí sola, la promoción de una obra de expansión. Por otra parte, los análisis realizados muestran que lo descrito anteriormente no representa necesariamente un problema de seguridad de abastecimiento de la zona, debido a que los trabajos de mantenimiento del equipo deben ser programados tomando los resguardos para que dicha situación no se produzca, de modo que no corresponde el desarrollo de una evaluación del aporte a la seguridad de servicio que entregaría este proyecto a través de la valorización de la disminución de la energía no suministrada esperada. Dado lo anteriormente expuesto, esta Comisión ha definido no incorporar esta obra en el presente Plan de Expansión.	Zonal
95	PE-03 Ampliación en S/E Diego de Almagro	Transec S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Diego de Almagro. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
96	PE-04 Línea 110 kV Nueva Chañaral – Javiera y S/E Nueva Chañaral 110/23 kV	Transec S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Chañaral. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe,	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
97	PE-09 S/E Nueva Panimávida 220/66 kV	Transec S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
98	PE-10 Nuevo transformador S/E Charrúa	Transec S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Charrúa. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
99	PE-11 Apoyo Coronel	Transec S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
100	PE-01-LT Aumento Capacidad S/E San Jerónimo	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Jerónimo y proporcionar respaldo a los consumos asociados a las SSEE Algarrobo Norte y Las Piñatas. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
101	PE-02-LT Aumento Capacidad SE San Sebastián 66 kV (Prop.Chilquinta)	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas actualmente a la S/E San Sebastián. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto	Zonal
102	PE-01-LN Nueva SE Alto del Río	Luzlinares S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Linares Norte y, en menor medida, S/E San Javier. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
103	PE-02-LN Nuevo Transformador 25 MVA SE Yervas Buenas	Luzlinares S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
104	PE-01-LP Ampliación SE Paso Hondo - ALT 1	LUZPARRAL S.A.	<p>Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyectos de generación definidos como PMGD.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, siendo un propósito secundario su posible uso para la evacuación de inyecciones de generación hacia el resto del sistema de transmisión.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p>	Zonal
105	PE-02-LP Ampliación SE Paso Hondo - ALT 2	LUZPARRAL S.A.	<p>Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyectos de generación definidos como PMGD.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, siendo un propósito secundario su posible uso para la evacuación de inyecciones de generación hacia el resto del sistema de transmisión.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p>	Zonal
106	PE-03-LP Nueva Subestación Buli 154/23/13.2 kV y Seccionamiento LT 1x 154 kV	LUZPARRAL S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas actualmente a la S/E San Carlos y Ñiquén.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>No obstante lo anterior, es conveniente señalar que el presente Plan de Expansión incorpora la obra denominada "Nueva S/E Seccionadora Buli", la cual considera espacio disponible para eventuales desarrollos futuros en MT.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto</p>	Zonal
107	PE-01-CT Ampliación SE Punta Peuco	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE	<p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
		GRANDE (CTNG)	En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	
108	PE-02-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Cerro Navia - Los Libertadores	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
109	PE-03-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Los Libertadores - Tap Batuco	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
110	PE-04-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Batuco - Punta Peuco	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
111	PE-05-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Tap Pachacama - Las Vegas	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
112	PE-06-CT Aumento Capacidad LT 110 kV San Pedro - Tap Pachacama	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
113	PE-07-CT Aumento Capacidad LT 110 kV Ventanas - Torquemada	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existiría ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
114	PE-08-CT Ampliación Barra S/E San Pedro 110 kV	COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE (CTNG)	Esta obra ha sido propuesta principalmente para la conexión de un consumo libre. De acuerdo a los antecedentes presentados, existen otras alternativas de conexión para el consumo señalado, toda vez que los plazos indicados para el requerimiento resultan superiores a los esperados para la ejecución de una obra de esta envergadura a través del plan de expansión. Dado lo anterior, considerando el grado de incerteza respecto de la conexión en este punto del consumo libre que motiva la obra, y dado que los plazos de ejecución permiten postergar la definición, es que no se incorporará esta propuesta como parte del Plan de Expansión 2020.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
115	PE-01-CE Ampliación SE Concón	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
116	PE-02-CE Ampliación LT 44 kV Calera - Melón	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E El Melón y S/E Túnel el Melón. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
117	PE-03-CE Aumento Capacidad LT 44 kV Catemu - Los Angeles	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	El proyecto presentado corresponde a la ampliación de una instalación perteneciente al segmento de Transmisión Dedicada, cuyas expansiones no corresponden abarcar dentro del proceso anual de expansión de la transmisión, razón por la cual este proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal
118	PE-04-CE Ampliación LT 44 kV Nueva Chagres - Catemu	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal
119	PE-05-CE Aumento Capacidad LT 44 kV Las Vegas - Rungue	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumpliría con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	
120	PE-06-CE Aumento Capacidad LT 110 kV Alto Melipilla - San Antonio	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas actualmente a la S/E San Antonio, considerando el futuro proyecto Puerto Gran Escala de San Antonio.</p> <p>Para el análisis de este proyecto, se consideró el cronograma de obras que presentó el proponente, el cual indicaba una demanda menor (4 MW) durante los años de construcción, los que se extienden hasta aproximadamente el año 2030.</p> <p>Dado lo anterior, en los próximos planes de expansión se analizará la posibilidad de incorporar una obra que se ajuste a la envergadura del proyecto y en tiempo a la fecha de entrada en operación del mismo. Con esta consideración, los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto</p>	Zonal
121	PE-07-CE Ampliación SE Algarrobo Norte	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Algarrobo Norte. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
122	PE-08-CE Aumento Capacidad S/E El Melón	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	
123	PE-09-CE Ampliación SE Nueva Panquehue	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la seguridad de servicio en la zona y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	Zonal
124	PE-10-CE Ampliación SE Nueva Panquehue Alt.2	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la seguridad de servicio en la zona y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.	
125	PE-11-CE Aumento Capacidad SE Peñablanca	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Peñablanca. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Adicionalmente, es importante señalar que en el Plan de Expansión 2019 se incorporó el proyecto "Ampliación S/E Quilpué", consistente en un aumento de capacidad de transformación en dicha subestación, lo que permitirá enfrentar una parte de los crecimientos señalados en la justificación entregada por el proponente. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
126	PE-12-CE Ampliación SE Playa Ancha	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Playa Ancha y proporcionar respaldo a los consumos asociados a la S/E Valparaíso. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
127	PE-13-CE Nueva Subestación Olmué 110/12 kV y LT 2x110 kV Tap Olmué - Olmué	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>	Zonal
128	PE-14-CE Proyecto Nueva Santo Domingo y LT	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Adicionalmente, este proyecto se analizó en función de su aporte a la suficiencia del sistema de transmisión zonal frente al ingreso del proyecto de consumo denominado "Puerto Gran Escala de San Antonio".</p> <p>De esta forma, y tal como se indicó respecto del análisis de la propuesta denominada "Aumento Capacidad LT 110 kV Alto Melipilla - San Antonio", para el análisis de este proyecto se consideró el cronograma de obras que presentó el proponente, el cual indicaba una demanda menor (4 MW) durante los años de construcción, los que se extienden hasta aproximadamente el año 2030.</p> <p>Dado lo anterior, en los próximos planes de expansión se analizará la posibilidad de incorporar una obra que se ajuste a la envergadura del proyecto y en tiempo a la fecha de entrada en operación del mismo.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>	Zonal
129	PE-15-CE Subestación Seccionadora Nueva Rungue 110/44 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Este proyecto es presentado en virtud de su eventual aporte a la suficiencia de la subestación y la evacuación de inyecciones de proyecto definidos como PMGD. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>presente Plan de Expansión.</p> <p>Por otra parte, en lo que respecta al aporte del proyecto para efectos de la evacuación de generación de proyectos definidos como PMGD, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común. Esto se complementa con lo dispuesto en el inciso final del Artículo 59° la Resolución 380 de 2017 de la CNE, instrumento que regula el proceso de calificación de instalaciones, el cual se señala que los generadores definidos como PMGD no serán considerados para efectos de la calificación de instalaciones de transmisión, razón por la que aquellas subestaciones de uso mixto, en donde se conectan generadores PMGD y clientes regulados, fueron calificadas como pertenecientes al sistema de transmisión zonal, independiente del monto acumulado de generación a través de los medios de generación señalados. De esta forma, por los argumentos anteriormente esgrimidos, el proyecto no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	
130	PE-16-CE Subestación Seccionadora Tap Quilpué y LT 110 kV Tap Reñaca – Tap Quilpué	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, para brindar mayor seguridad a la zona de Quilpué y Reñaca.</p> <p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión</p>	Zonal
131	PE-17-CE Aumento Capacidad LT 2x110 kV Agua Santa - Miraflores	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, en particular considerando la salida de servicio de la generación en Ventanas.</p> <p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión.</p>	Zonal
132	PE-18-CE Ampliación S/E Mayaca 110 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Esta obra ha sido propuesta principalmente para la conexión de un consumo libre.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes presentados, existen otras alternativas de conexión para el consumo señalado, toda vez que los plazos indicados para el requerimiento resultan superiores a los esperados para la ejecución de una obra de esta envergadura a través del plan de expansión.</p> <p>Dado lo anterior, considerando el grado de incerteza respecto de la conexión en este punto del consumo libre que motiva la obra, y dado que los plazos de ejecución permiten postergar la definición, es que no se incorporará esta propuesta como parte del Plan de Expansión 2020.</p>	Zonal
133	PE-19-CE Ampliación S/E San Felipe	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	<p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	
134	PE-20-CE Seccionamiento S/E Placeres	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
135	PE-21-CE Refuerzo LT Laguna Verde-Algarrobo 66 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
136	PE-22-CE Refuerzo LT San Antonio - Tap Algarrobo 66 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
137	PE-23-CE Refuerzo LT Tap Algarrobo - Casablanca 66 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
138	PE-24-CE Ampliación SE Reñaca	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Reñaca. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
139	PE-25-CE Ampliación Capacidad S/E San Pedro 110 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Lo anterior se debe, en particular, a que, bajo las condiciones del análisis desarrollado, no existe ENS frente a la contingencia del tramo de transmisión en cuestión. Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
140	PE-26-CE Ampliación S/E Placeres	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Placeres. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
141	PE-27-CE Subestación Seccionadora Alto Quilpué 220 kV	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su aporte al desarrollo del potencial de generación en la región de Valparaíso, y en particular para la conexión de la central térmica Los Rulos. Al respecto, es importante señalar que la empresa desarrolladora del proyecto de generación señalado, ha solicitado la incorporación del proyecto de seccionamiento denominado "SE Los Rulos", el cual ha sido analizado por esta Comisión, resultando no ser incorporado en el presente Plan de Expansión, toda vez que se propone un punto de	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>conexión alternativo en base a un proyecto promovido en este informe técnico.</p> <p>Por otra parte, dada la ubicación del proyecto propuesto, el análisis realizado muestra que resultaría complejo acceder a él mediante líneas de transmisión provenientes de diversos proyectos, por lo que no es clara su efectividad como punto para recibir la inyección proveniente de nuevos proyectos de generación en un futuro.</p> <p>Por lo tanto, el proyecto presentado no es incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	
142	PE01 - Proyecto: Ampliación S/E Gamboa 220 kV	ACCIONA ENERGIA CHILE SPA	<p>La S/E Gamboa corresponde a un proyecto incluido en el Decreto N°418/2017, siendo incorporado dentro del grupo de proyectos definidos como "en construcción", esperándose su puesta en servicio durante el año 2019. Sin embargo, la ejecución del proyecto ha presentado inconvenientes que han retrasado su materialización.</p> <p>En función de dicho antecedente, se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión, de modo de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance del proyecto de transmisión.</p>	Zonal
143	PE03 - SE Cabrero Aumento de potencia nuevo T3 66/23 kV 30 MVA y aumento capacidad Barra 23 kV existente	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Cabrero.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
144	PE04 - SE Cabrero Aumento de potencia reemplazo T2 66/23-13,2 kV 16 MVA a 30 MVA y Barra 23-13,2 kV (Incluye ES1 y CS1)	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Cabrero.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
145	PE05 - LTx Llollehue - Los Lagos Aumento capacidad línea Llollehue - Los Lagos 1x66 kV con conductor de alta T ⁹	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En particular, los análisis realizados muestran que operar la línea 1x66 kV Llollehue - Los Lagos normalmente cerrada no presenta beneficios técnicos al Sistema, debido a su baja capacidad de transmisión.</p> <p>Adicionalmente, no se observa ENS, al año 2027, ante la salida de servicio de la línea 1x66 kV Valdivia - Los Lagos, considerando la condición de operación normalmente abierta de la línea bajo análisis.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>	Zonal
146	PE06 - LTx Pilauco - Barro Blanco Reconfiguración sistema de Tx Zonal Pilauco - Barro Blanco 66 kV - Seccionamiento Línea Barro Blanco-Pichil 1x66 kV en SE Pilauco	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Barro Blanco.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En particular, lo anterior se justifica dado que no existen registros de falla en la línea Pilauco - Barro Blanco 1x66 kV en la ventana de tiempo considerada en este análisis.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
147	PE07 - SE Dalcahue Aumento de potencia nuevo transformador 110/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV (Incluye 2 paños 23 kV y ES1)	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Dalcahue. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
148	PE08 - SE Los Lagos Aumento de potencia nuevo transformador 66/13,2 kV 16 MVA y Barra 13,2 kV (Incluye 2 paños 13,2 kV y CS1)	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Los Lagos. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
149	PE09 - Nueva SE Los Muermos Proyecto nueva SE Los Muermos 110/23 kV 16 MVA y línea El Empalme - Los Muermos 1x110 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a las SS/EE Puerto Varas, Melipulli y El Empalme. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
150	PE10 - Nueva SE Lago Ranco Proyecto nueva SE Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y línea Chirre - Lago Ranco 1x110 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a las SS/EE Pichirropulli y Chirre. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
151	PE11 - Nueva SE Licanray Proyecto nueva SE Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Secc. Pullinque Loncoche - Licanray 1x66 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Panguipulli. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
152	PE12 - Nueva SE Barros Arana Proyecto nueva SE Barros Arana 110/23 kV 16 MVA y línea Río Toltén - Barros Arana 1x110 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Pitrufquen. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
153	PE13 - Nueva SE Santa Juana Proyecto nueva SE Santa Juana 66/13,2 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 1x66 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Laja. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
154	PE14 - Nueva SE Labranza Proyecto nueva SE Labranza 66/23 kV 16 MVA desde línea Licanco – Nueva Imperial 66 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la SS/EE Las Encinas y Licanco.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
155	PE15 - SE Padre Las Casas Aumento de potencia nuevo T2 66/23 kV 16 MVA y Barra 23 kV	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas actualmente a la S/E Licanco.</p> <p>A partir de los análisis realizados, y en atención a la magnitud de las obras actualmente en ejecución en la S/E Padre Las Casas, así como de la importancia del desarrollo y características definitivas de dichas obras para la ejecución de una obra como la propuesta, esta Comisión ha decidido no incorporar la obra propuesta en el presente plan de expansión, y postergar su análisis para futuros procesos, en función del avance de las obras de transmisión señaladas.</p>	Zonal
156	PE-08 Seccionamiento Cerro Piedra	AES Gener S.A.	<p>El proyecto fue presentado con motivo de permitir la conexión de un proyecto de generación. Sin embargo, es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión".</p> <p>A partir de la anterior definición se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común.</p> <p>En este sentido, no se encuentra justificación suficiente como para desarrollar un proyecto que formaría parte del sistema de transmisión zonal, que sea gatillado por efecto de la conexión de proyectos de generación.</p> <p>Por otra parte, es relevante señalar que los plazos involucrados en la concreción de una nueva instalación como la propuesta, resultaría incompatible con los plazos presentados por el proponente, dado que, de incorporarse este proyecto en el presente Plan de Expansión, la subestación estaría operativa hacia fines del año 2025.</p> <p>Dado lo anterior, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión.</p>	Zonal
157	PE-01 – Ampliación S/E Lo Boza	Enel Distribución Chile S.A	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Lo Boza.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	Zonal
158	PE-03 – Ampliación S/E San Pablo	Enel Distribución Chile S.A	<p>El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Pablo.</p> <p>Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p>	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	
159	PE-05 – Ampliación S/E Santa Rosa Sur	Enel Distribución Chile S.A	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Santa Rosa Sur. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
160	PE-07 – Ampliación S/E Lo Prado	Enel Distribución Chile S.A	El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Lo Prado. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, de acuerdo a lo descrito en los puntos 6.4.2 y 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.	Zonal
161	PE-09 – Refuerzo Línea Baja Cordillera – Tap La Reina	Enel Distribución Chile S.A	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, el análisis de seguridad realizado mostró que no existiría ENS en términos esperados, dado que no existe estadística de falla en el tramo bajo análisis, para el periodo considerado de acuerdo a la metodología aplicada. Por otro lado, es conveniente señalar el grado de cargabilidad del tramo bajo análisis presenta una relación directa con el nivel de inyección de potencia del complejo de generación conformado por las centrales ubicadas en la zona cordillerana de la Región Metropolitana. Esto último es relevante, ya que, de acuerdo a la definición contenida en el artículo 77° de la LGSE, "los sistemas de transmisión zonal se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión". A partir de la anterior definición, se desprende que la función esencial de los sistemas de transmisión zonal consiste en el abastecimiento de la demanda, y no la generación de un mercado eléctrico común, propósito asociado principalmente al Sistema de Transmisión Nacional. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
162	PE-10 – Segunda Vinculación Lo Aguirre-Lo Prado	Enel Distribución Chile S.A	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.	Zonal
163	PE-11 – Refuerzo Línea Chena – Tap Santa Marta	Enel Distribución Chile S.A	Los resultados del análisis de seguridad realizado, de acuerdo a lo descrito en el punto 6.4.3 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, el análisis de seguridad realizado mostró que no existiría ENS en términos esperados, dado que no existe estadística de falla en el tramo bajo análisis, para el periodo considerado de acuerdo a la metodología aplicada. Adicional a lo anterior, los análisis eléctricos realizados mostraron que no existiría energía no suministrada (ENS) frente a una contingencia simple en uno de los circuitos del tramo, de modo que se mantendría un operación coherente con un criterio de	Zonal

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
			<p>seguridad N-1. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.</p>	
164	PE-02. Nueva S/E Seccionadora Teno Empalme 154 kV	Andes Solar S.A.	<p>En el presente Plan de Expansión se incorpora la obra denominada "Nueva S/E Seccionadora Buenavista y Nueva Línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén", la que considera dentro de su alcance la construcción de la S/E Buenavista, la que podría recibir la conexión de los proyectos de generación ubicados en los alrededores del lugar de emplazamiento de la obra.</p>	Zonal

10 ANEXO 2: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS

10.1 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

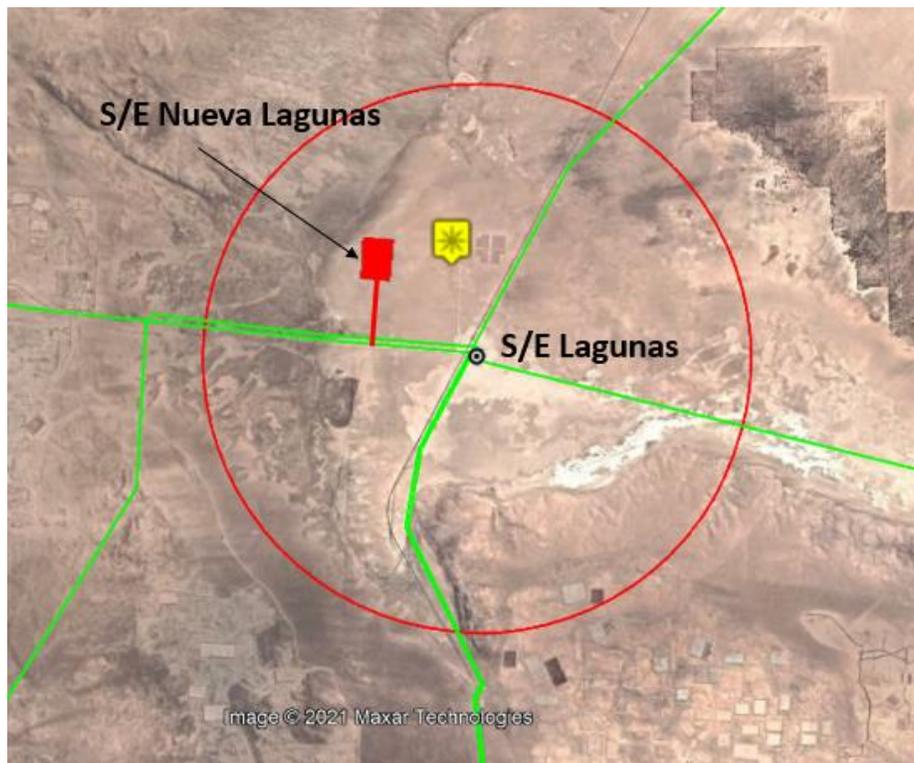
10.1.1 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUENTRO – LAGUNAS, TRAMO NUEVA LAGUNAS – LAGUNAS

10.1.1.1 Situación existente

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, en el tramo Nueva Lagunas – Lagunas, de aproximadamente 5 km de longitud, que resulta de la obra “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM, de 456 mm², con capacidad de transmisión de 290 MVA por circuito, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

En la siguiente figura se presenta la ubicación referencial de la nueva subestación Nueva Lagunas y el trazado del tramo de línea de 2x220 kV Encuentro – Lagunas, para la que se considera un aumento de capacidad

Figura 10.1: Ubicación general y referencial de la S/E Nueva Lagunas.



La línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas a seccionar actualmente cuenta con un conductor por fase, el cual corresponde al tipo ACAR 900 MCM de 456 mm², siendo el tramo a

repotenciar de una longitud aproximada y referencial de 5 km, con 15 estructuras de doble circuito, 6 de ellas del tipo anclaje entre la subestación Lagunas y el punto de seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, el cual se determinará una vez se establezca el lugar de emplazamiento de la subestación Nueva Lagunas.

10.1.1.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas entre el punto de seccionamiento de la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas. Se debe aumentar la capacidad a 1.000 MVA por circuito a 35° temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se considera el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor de alta temperatura, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre, y que, además, permita un aumento de capacidad de a lo menos 1.000 MVA, en este caso y para efectos de su valorización se utiliza conductor del tipo ACCC GROSBEAK, que cumple con dichas características. En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Cambio de conductor en ambos circuitos de la línea.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

10.1.1.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

Respecto del aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV Encuentro – Lagunas entre el punto de seccionamiento de la subestación Nueva Lagunas y la subestación Lagunas, al mantener las fajas de seguridad y la franja de servidumbre, se considera que los mayores impactos las zonas aledañas tendrían relación con las instalaciones de faenas y el movimiento de equipos y materiales.

10.1.1.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 54: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Ferretería Suspensión 2 conductores ACCR (HTLS)	54
2	Ferretería Anclaje 2 conductores ACCR (HTLS)	108
3	Conductor Aluminio ACCC Grosbeak 385 mm ² (HTLS) [m]	63.000
4	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 165 KN	36
5	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 120 KN	72
6	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 70 KN	54
7	Espaciador Amortiguador para 2 Conductores	210

10.1.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV ENCUESTRO – KIMAL

10.1.2.1 Situación existente

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal, de aproximadamente 10 km de longitud. El aumento de capacidad se realizará mediante el cambio del actual conductor ACAR 900, de 456 mm², con capacidad de transmisión de 633,16 MVA, por un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

En la siguiente figura se presenta el trazado del tramo de línea de 2x220 kV Encuentro – Kimal, para la que se considera un aumento de capacidad

Figura 10.2: Vista trazado de la línea 2x220 kV Encuentro – Kimal.



Esta línea tiene una longitud aproximada de 10,08 km, con 44 estructuras de doble circuito, 10 de ellas del tipo anclaje. La línea cuenta con dos conductores, uno corresponde al tipo ACAR 900 y dos conductores por fase entre la estructura 40 y la subestación Kimal, de aproximadamente 9,86 km, y el otro conductor corresponde al tipo AAAC DOVE y dos conductores por fase entre la estructura 40 y la subestación Encuentro, de aproximadamente 0,21464 km.

10.1.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Encuentro – Kimal. Se debe aumentar la capacidad a 1.000 MVA por circuito a 35° temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se considera el cambio del actual conductor ACAR 900 por un conductor de alta temperatura, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre, y que, además, permita un aumento de capacidad de a lo menos 1.000 MVA, en este caso y para efectos de su valorización se utiliza conductor del tipo ACCC DOVE, que cumple con dichas características. En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Cambio de conductor en ambos circuitos de la línea.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias

para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

10.1.2.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

Respecto del aumento de capacidad de la línea de transmisión 2x220 kV Encuentro – Kimal, al mantener las fajas de seguridad y la franja de servidumbre, se considera que los mayores impactos las zonas aledañas tendrían relación con las instalaciones de faenas y el movimiento de equipos y materiales.

10.1.2.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 55: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Ferretería Suspensión 2 conductores ACCR (HTLS)	204
2	Ferretería Anclaje 2 conductores ACCR (HTLS)	180
3	Conductor Aluminio ACCC DOVE 361,5 mm ² alta temperatura [m]	126.000
4	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 165 KN	90
5	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 120 KN	90
6	Aislador de Disco 10" Porcelana, Carga Rotura 70 KN	204

10.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 500 (IM)

10.1.3.1 Situación existente

Actualmente la subestación Kimal, de propiedad de la empresa Sociedad Austral De Transmisión Troncal S.A., se ubica aproximadamente a 1.255 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 450.371 Este, 7.533.829 Sur.

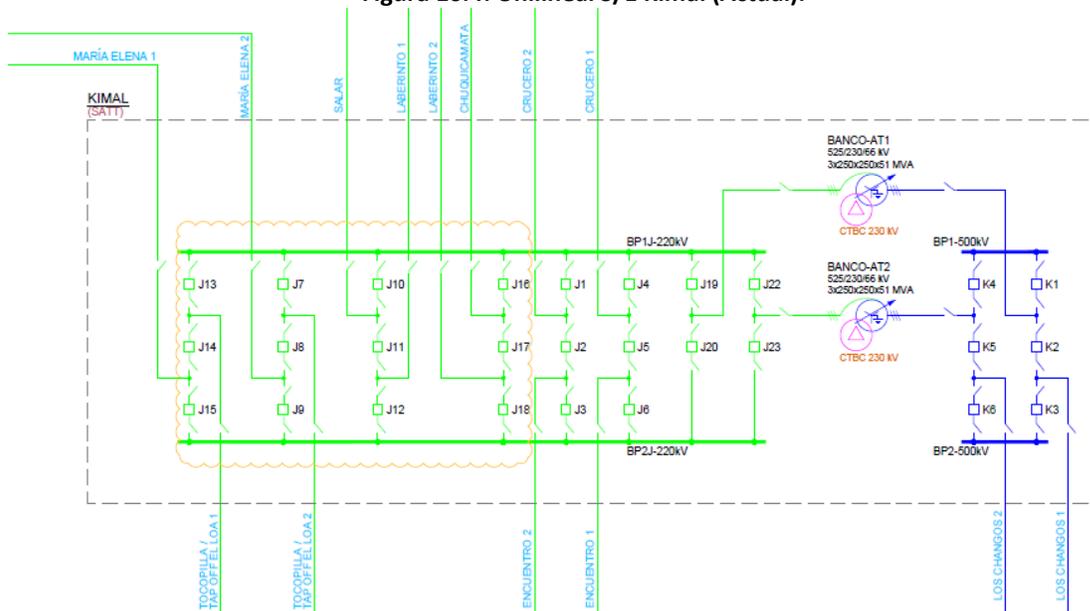
Figura 10.3: Ubicación de S/E Kimal.



La subestación Kimal actualmente cuenta con un patio de 500 kV y 220 kV, ambos en configuración interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder 500/220 kV de 750 MVA de capacidad máxima más una unidad de reserva.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Kimal.

Figura 10.4: Unilineal S/E Kimal (Actual).



10.1.3.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas medias diagonales.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Kimal, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ampliando hacia la cordillera las barras principales.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Kimal se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.5: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Kimal.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.1.3.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.3.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Kimal se consideró lo siguiente.

Tabla 56: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Cámara Hormigón 600 X 600	2
2	Ferretería Anclaje 3 conductores AAC	12
3	Marco Barra 500 kV, 2 pilares 1 viga	6
4	Conductor de Cobre 126,7 mm ² (250 MCM) [m]	6.480

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
5	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² [m]	1.080

10.1.4 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV NUEVA ZALDÍVAR – LIKANANTAI

10.1.4.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, a una altura promedio de 3.200 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Nueva Zaldívar, propiedad de AES Gener, hasta la subestación Likanantai, la cual fue adjudicada a la empresa Transelec S.A. en el marco del proceso de licitación de obras nuevas del Decreto Exento N° 4, de 2019, del Ministerio de Energía. A la fecha, la subestación Likanantai se encuentra en etapa de construcción.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen en color rojo la línea que se debe intervenir, utilizando como referencia el punto de seccionamiento indicado en el Decreto Exento N° 4 para la nueva subestación Likanantai.

Figura 10.6: Vista de trazado 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai.



La línea tiene una longitud aproximada de 30 km, con alrededor de 83 estructuras de doble circuito y posee un conductor ACAR 1100 MCM.

10.1.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 660 MVA por circuito a 35°C con sol.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del o los conductores que componen la línea por un conductor de alta temperatura y baja flecha, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 660 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC 570 mm².

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del o los conductores de ambos circuitos de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

10.1.4.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, debiendo adecuarse algunos caminos de acceso en caso de ser necesario.

Debe tenerse en cuenta que la longitud definitiva de la línea que se debe ampliar dependerá de la ubicación de la subestación seccionadora Likantantai, por lo tanto, para efectos de la obra deben considerarse los enlaces de seccionamiento que utilizará dicha subestación.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

10.1.4.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 57: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio ACCC 570 mm ² (metros)	195.300
2	Grampa y ferretería de anclaje	414
3	Grampa y ferretería de suspensión	360

10.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)

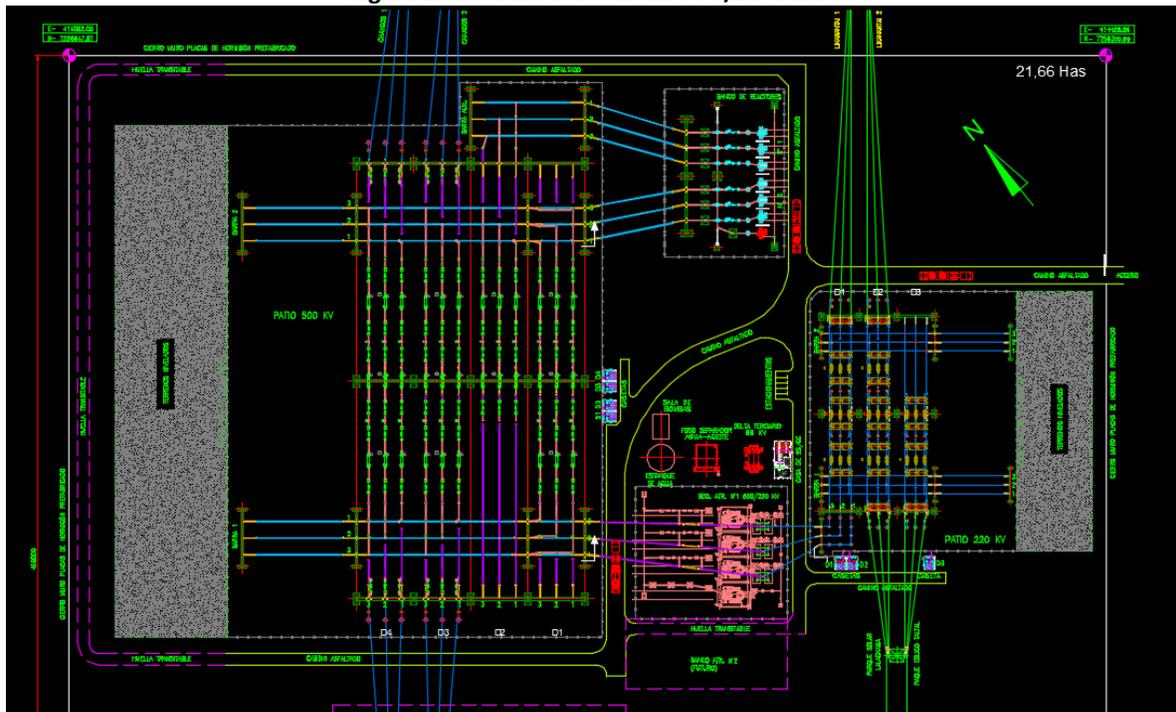
10.1.5.1 Situación existente

La subestación Parinas, propiedad de Transelec S.A. y actualmente en etapa de construcción, se encuentra localizada en la región de Antofagasta a una altura de aproximadamente 2.200 m.s.n.m.

De acuerdo con lo establecido en el Decreto Exento N° 4 de 2019, del Ministerio de Energía, la subestación Parinas contará con un patio de 500 kV de tecnología AIS en configuración interruptor y medio para el seccionamiento de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre, un banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA de capacidad máxima con unidad de reserva, y un patio de 220 kV de tecnología AIS en configuración interruptor y medio, el cual seccionará la línea 1x220 kV Eólica Taltal – Tap Taltal y conectará las líneas 2x220 kV Parinas – Likanantai y 1x220 kV Parinas – Parque Solar Lalackama.

Adicionalmente, la subestación contará con dos bancos de reactores conectados en 500 kV y terrenos nivelados para dos futuras diagonales tanto en el patio

Figura 10.7: Plano referencial de S/E Parinas



10.1.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Incorporación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos de iguales características al que se encuentra proyectado en S/E Parinas, es decir, 500/220 kV y 750 MVA. El nuevo banco compartirá la unidad de reserva con el existente.
- Extensión de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV para dar cabida a tres diagonales adicionales.
- Construcción de paños para el transformador en ambos niveles de tensión.

En el caso del patio de 500 kV, la conexión del nuevo banco de autotransformadores se realizará completando la media diagonal que actualmente se encuentra asociada al banco de reactores N° 1, incorporando el interruptor y otros equipos principales y de protección que permitan completar la diagonal.

Para el patio de 220 kV se requiere la extensión de barras, plataforma y otras instalaciones comunes, de forma tal de permitir la conexión de tres futuras diagonales.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de muros cortafuego para el nuevo banco que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

10.1.5.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.5.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Parinas se consideró lo siguiente.

Tabla 58 Suministro y montaje de equipos principales.

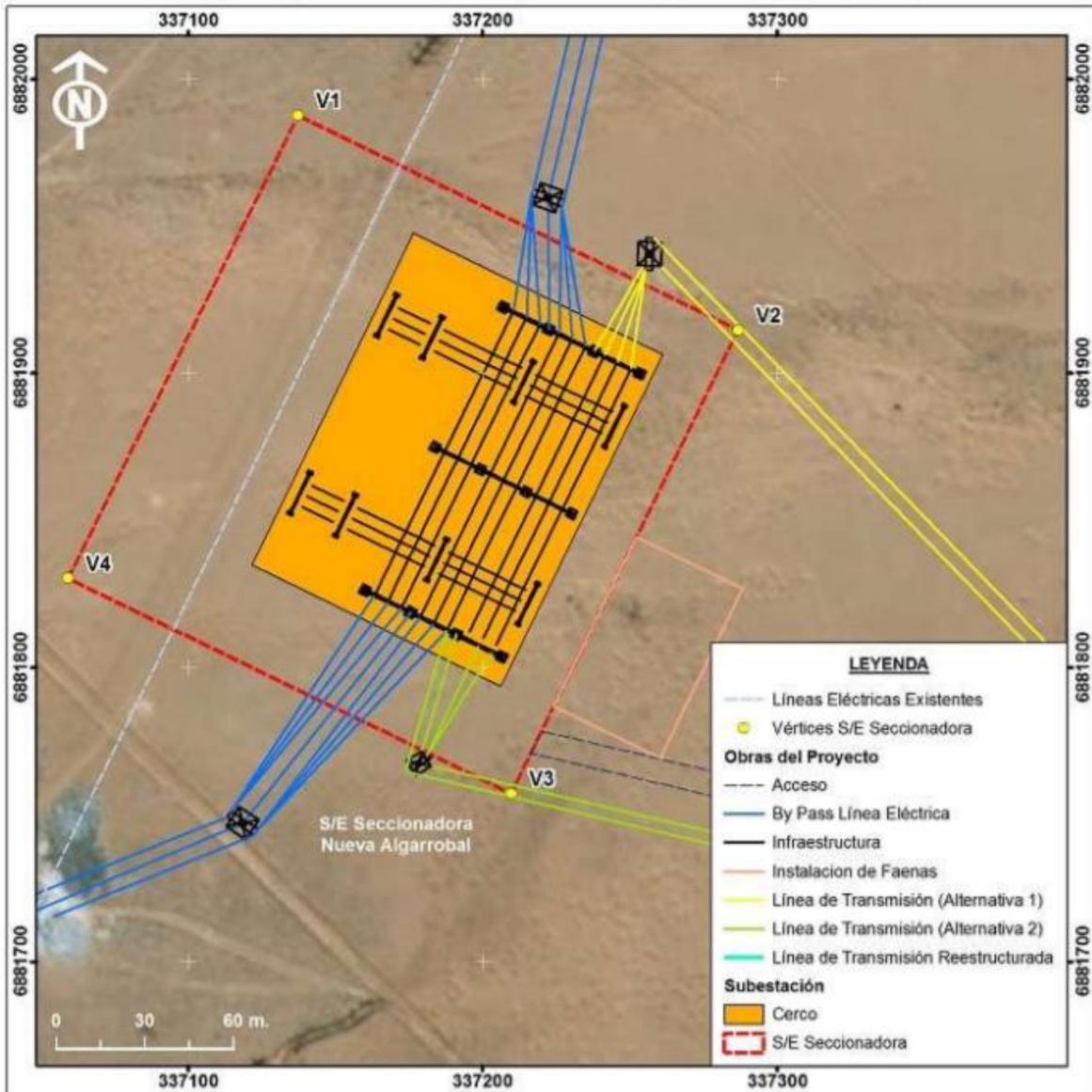
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador 1F 500/220 kV, 250 MVA	3
2	Transformador de Potencial 220 kV	3
3	Transformador de Potencial 500 kV	3
4	Transformador de Corriente 220 kV	12
5	Pararrayos 220 kV	3
6	Pararrayos 500 kV	3
7	Interruptor 220 kV	2
8	Interruptor 500 kV, Tanque muerto	1
9	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo	9
10	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	2
11	Desconectador 3F 220 kV c/cpt	1
12	Desconectador 1F 500 kV Pantógrafo	9
13	Desconectador 1F 500 kV horizontal s/cpt	3

10.1.6 AMPLIACIÓN EN SE ALGARROBAL 220 KV (IM)

10.1.6.1 Situación existente

La subestación Algarrobal, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Engie Energía Chile S.A. y se ubicará aproximadamente a 458 m.s.n.m, en la región de Atacama, Comuna de Vallenar. A continuación, se presenta una proyección de la ubicación y la disposición de equipos del patio de 220 kV de la S/E Algarrobal.

Figura 10.8: Proyección de la ubicación de la Subestación Algarrobal.



patio de 220 kV deberá considerar espacio adicional para dos diagonales con barras y plataforma construidas, que permitan la conexión de proyectos de generación de la zona y espacio para otras dos diagonales con terreno nivelado para futuros proyectos. Cabe mencionar que mediante el proceso de Acceso Abierto que lleva a cabo el Coordinador, las posiciones disponibles en barra ya cuentan con solicitudes en curso, por lo que no hay posibilidad de contar con nuevas posiciones para la conexión de futuros proyectos de la zona. En cuanto a la ubicación, de acuerdo a lo establecido en el Decreto respectivo, la subestación se deberá emplazar aproximadamente a 50 km al norte de la actual subestación Maitencillo 220 kV y dentro de un radio 3 km respecto a este punto.

Por último, de acuerdo a lo establecido por Decreto y bases de licitación de la obra en S/E Algarrobal, se cuenta con espacio en terreno nivelado hacia el noroeste de la subestación que permitiría extender las barras de 220 kV en dos diagonales completas, tal como se observa de la figura 2 anterior.

10.1.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras así lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.6.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Nacional 2016-2017 mediante Decreto Exento N° 422 de 2017 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para

fines del año 2020, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto, la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.6.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Algarrobal se consideró lo siguiente.

Tabla 59: Suministro y montaje de materiales eléctricos.

N°	Suministro	Cantidad
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm ² (metros)	641
2	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

10.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E DON HÉCTOR 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA

10.1.7.1 Situación existente

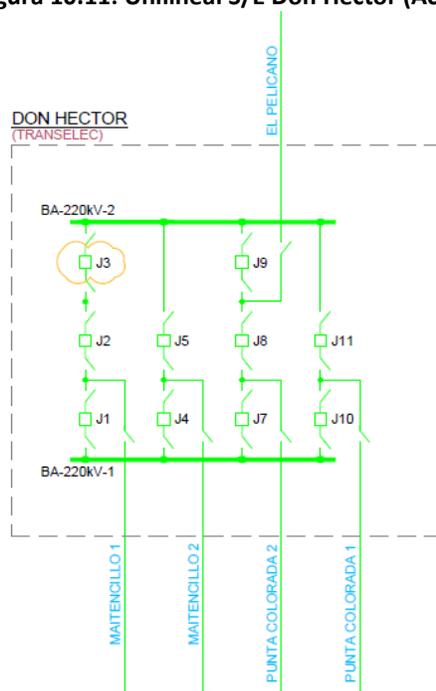
La subestación Don Héctor, de propiedad de Transelec S.A., se ubica aproximadamente a 1.165 m.s.n.m, en la región de Atacama, comuna de Vallenar y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19 J: 311954.92 m Este, 6776445.49 m Sur.

Figura 10.10: Ubicación de S/E Don Héctor



La subestación Don Héctor actualmente cuenta con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con diagonales que utilizan equipamiento híbrido o HIS (Hybrid Insulated Substation), y se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 2x220 kV Don Héctor – Maitencillo, 2x220 kV Punta Colorada – Don Héctor y 1x220 kV Don Héctor – El Pelicano.

Figura 10.11: Unilineal S/E Don Héctor (Actual)



10.1.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada en subestación Don Héctor, incluyendo los enlaces hacia esta última subestación y la construcción de dos diagonales utilizando equipamiento híbrido para el seccionamiento de la línea.
- Ampliación de las barras principales de la S/E Don Héctor en 4 diagonales, 2 de las cuales serán utilizadas por el seccionamiento de línea mencionada anteriormente.

En virtud de las obras que se deben ejecutar y dada la situación actual en S/E Don Héctor, se observa que puede ser necesaria la compra de terreno aledaño a la subestación para realizar la extensión de barras y plataforma requeridas por el proyecto.

En particular, para el desarrollo de la presente ingeniería conceptual, se consideró la extensión de barras, plataformas e instalaciones comunes hacia el sector sur de la subestación Don Héctor, proyectándose en esta ampliación la construcción de las dos nuevas diagonales necesarias para el seccionamiento y el espacio en barra y plataforma para las dos diagonales futuras requeridas por el proyecto.

En cuanto a los enlaces de seccionamiento, se consideraron dos tramos en estructuras de doble circuito, de aproximadamente 2,5 km cada uno, utilizando el mismo conductor proyectado para la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, correspondiente a un ACAR 900 MCM, dos conductores por fase.

Además de lo considerado anteriormente, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto dentro de la subestación.

Finalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionales para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rosario se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.12: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Don Héctor.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión de la plataforma del patio de 220 kV de la subestación, y adecuación de plataforma existente en caso de ser requerido.
- Extensión de la malla de puesta a tierra existente, y su adecuación en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a estructuras y equipos requeridos en el proyecto.
- Suministro y montaje de estructuras asociadas a barras, líneas y equipos.
- Extensión y/o readecuación de las canalizaciones existentes en la subestación.
- Extensión y/o readecuación de los caminos interiores existentes en la subestación, así como los cercos interiores, exteriores y otras instalaciones comunes.
- Construcción de dos nuevas casetas de control asociadas a las nuevas diagonales que se instalarán.

-
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.
 - Desmontaje del tramo seccionado de la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, en caso de ser necesario.

10.1.7.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, el proyecto ha considerado la posibilidad de compra de terreno para ejecutar las obras necesarias, sin embargo, aparte de este punto no se observan interferencias adicionales para la ejecución del proyecto en la subestación.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Por parte del seccionamiento, se debe considerar que la línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada se encuentra actualmente en construcción, por lo que se deben establecer las coordinaciones pertinentes para la intervención de dicha línea. A su vez, la construcción de los enlaces debe realizarse de forma tal que no impida la llegada de nuevos circuitos a la subestación Don Héctor, aspecto que fue considerado en el desarrollo de la presente ingeniería conceptual. Asimismo, deben tomarse en cuenta los cruces de los nuevos enlaces de seccionamiento con líneas existentes, generando las condiciones que permitan estos cruces de manera segura, contemplando el uso de estructuras especiales u otras labores que cumplan con este fin.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de los enlaces de seccionamiento y la ampliación de la subestación Don Héctor requerirán compra de terreno y obtención de franjas de servidumbre, por cuanto se debe verificar que estas obras se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

10.1.7.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Don Héctor se consideró lo siguiente.

Tabla 60: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Equipo híbrido 220 kV (interruptor con dos desconectores y TTCC)	6
2	Transformador de potencial 220 kV	12
3	Pararrayos 220 kV	12
4	Desconector trifásico 220 kV c/conexión de puesta a tierra	4
5	Trampa de onda	8
6	Condensador de acoplamiento 220 kV	8

10.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PAN DE AZÚCAR 500 KV (IM)

10.1.8.1 Situación existente

La subestación Nueva Pan de Azúcar, de propiedad de Interchile S.A., se ubica aproximadamente a 180 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, comuna homónima y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 286324.57 m Este, 6665802.14 m Sur.

Figura 10.13: Ubicación de S/E Nueva Pan de Azúcar



La subestación Nueva Pan de Azúcar actualmente cuenta con un patio de 500 kV en configuración interruptor y medio y tecnología GIS o Gas Insulated Substation, de tipo intemperie, con un banco de autotransformadores de razón de transformación 500/220 kV y 750 MVA de capacidad máxima, con unidad de reserva compartida. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión. Adicionalmente, se conectan al patio

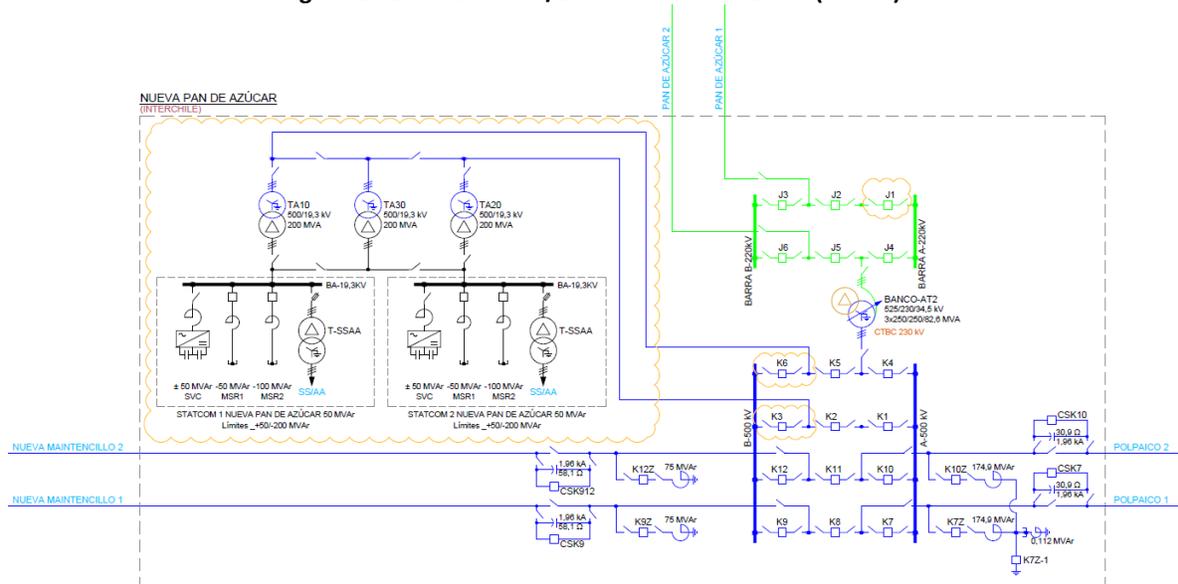
de 500 kV dos unidades STATCOM con sus respectivos equipos de transformación, los cuales se encuentran actualmente en construcción.

A su vez, la subestación cuenta con un patio de 220 kV con la misma configuración y tecnología GIS, de tipo interior.

La subestación, en su patio de 500 kV, se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

Figura 10.14: Unilineal S/E Nueva Pan de Azúcar (Actual).



10.1.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras principales de 500 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, dejando espacio para la conexión de dos nuevos paños, asociados al tendido del primer circuito de la nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar.
- Adecuación de terreno y extensión de plataforma e instalaciones comunes para permitir la instalación de los equipos de compensación serie y reactores de línea asociados a la media diagonal del tendido del primer circuito de la nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar.

Dada la situación actual en S/E Nueva Pan de Azúcar, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Nueva Pan de Azúcar se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.15: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Nueva Pan de Azúcar.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 500 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a la extensión de barra del patio de 500 kV.
- Adecuaciones necesarias en barras de 500 kV para permitir la instalación de la nueva bahía GIS (media diagonal) asociada al tendido del primer circuito de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar.

- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

10.1.8.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.8.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nueva Pan de Azúcar se consideró lo siguiente.

Tabla 61: Suministro y montaje de estructuras principales.

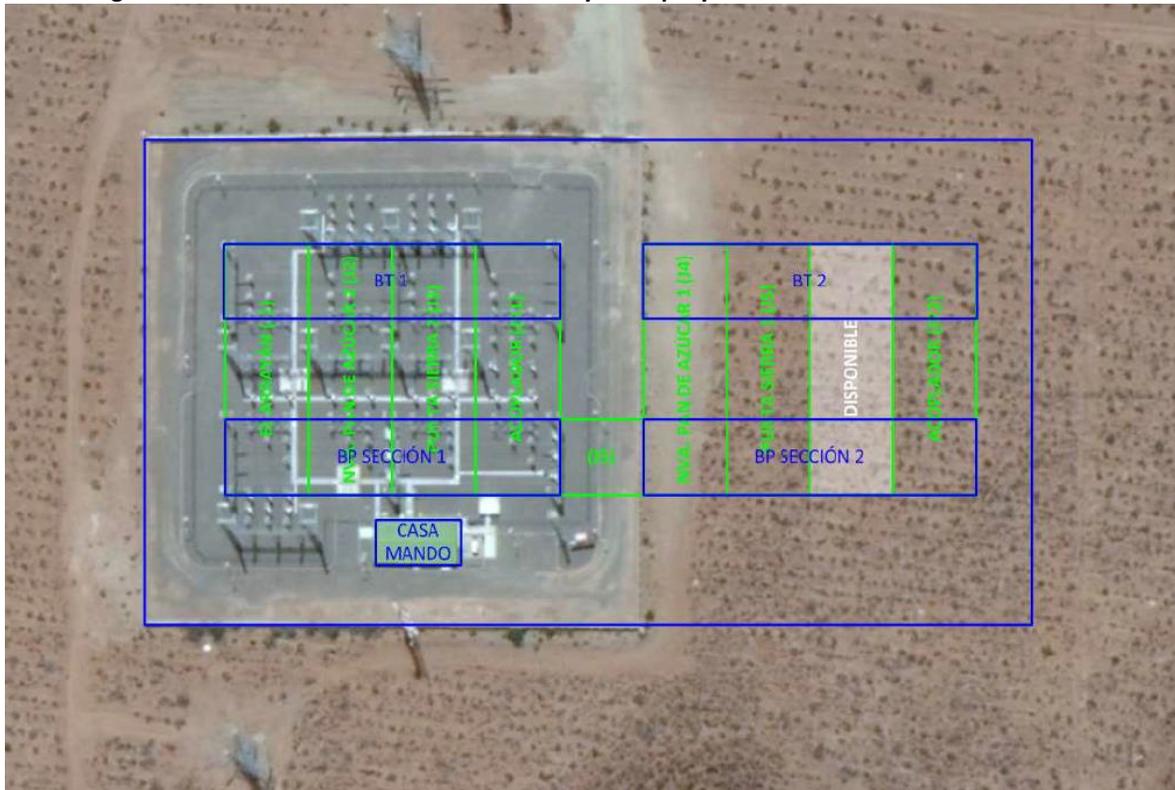
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Ducto GIL 500 kV (monofásico, asociado a extensión de barras GIS) (metros)	140

10.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E DON GOYO 220 KV (BPS+BT)

10.1.9.1 Situación existente

La subestación Don Goyo de propiedad de la empresa Don Goyo Transmisión S.A. se encuentra ubicada en la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo, con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 260806 Este, 6618077 Sur, en el lado poniente de la Ruta 5 Norte.

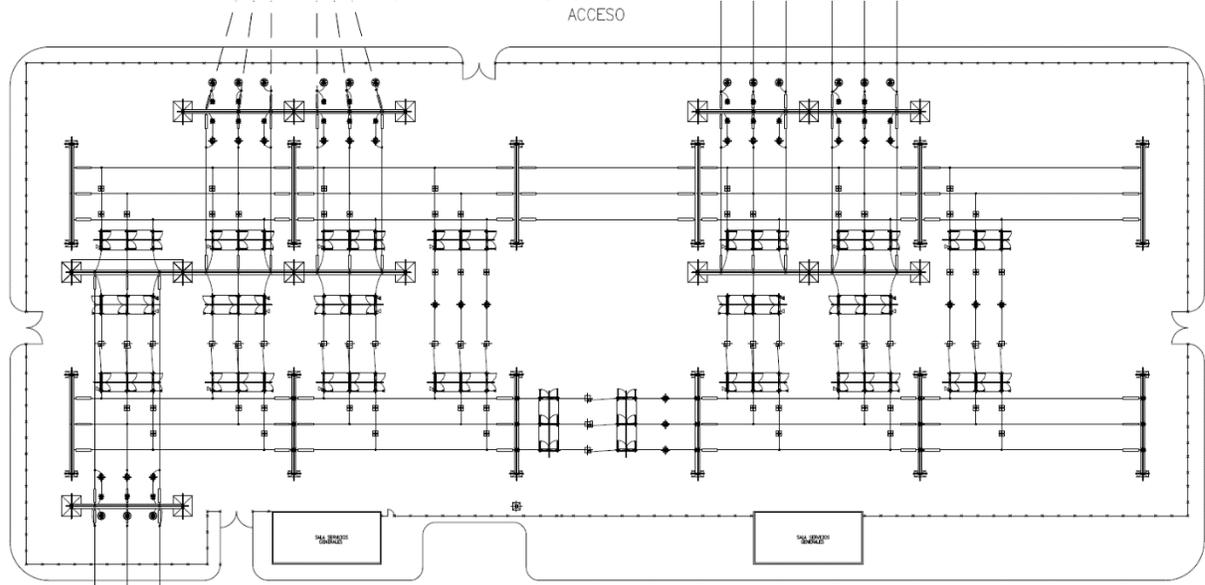
Figura 10.16: Vista de la Subestación Don Goyo con proyección de instalaciones existentes.



La subestación Don Goyo cuenta con una configuración de barra principal seccionada con barra de transferencia; ambas compuestas por conductores 1xAAAC Flint 740,8 MCM. Las barras actuales poseen ocho (8) paños en total, donde cuatro (4) de ellos (J2, J3, J4 y J5) corresponden a las posiciones que actualmente seccionan el doble circuito (2x220 kV) de la Línea Pan de Azúcar – La Cebada y los cuatro (4) paños restantes corresponden a dos (2) paños de transferencia (JR1 y JR2), un paño seccionador (JS) de barras y un (1) paño de línea (J1) asociado a la Subestación Elevadora (El Arrayán) conectada a la central eólica El Arrayán.

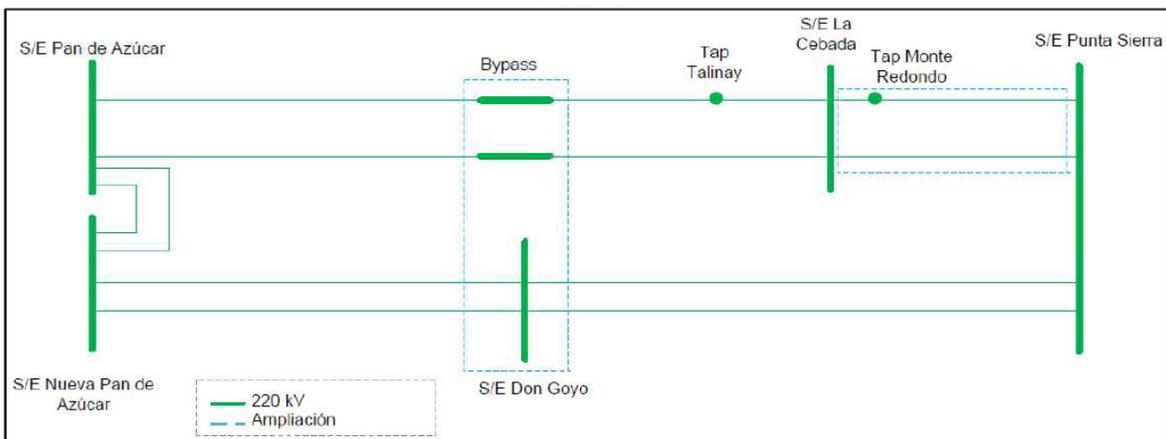
La disposición de equipos actual de la subestación Don Goyo es la siguiente:

Figura 10.17: Disposición de equipos de la Subestación Don Goyo.



Adicionalmente, de acuerdo a lo fijado mediante Decreto Exento N° 171 de 2020 del Ministerio de Energía, en particular en el numeral 1.7, actualmente se encuentra en proceso de licitación la Obra “Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada”, obra de expansión que en su condición final modificará el actual seccionamiento en esta subestación de la línea Pan de Azúcar – La Cebada por el seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra, tal como se representa en el esquema simplificado de la siguiente Figura.

Figura 10.18: Esquema simplificado de la futura condición de la Subestación Don Goyo y las líneas 220 kV de la zona.

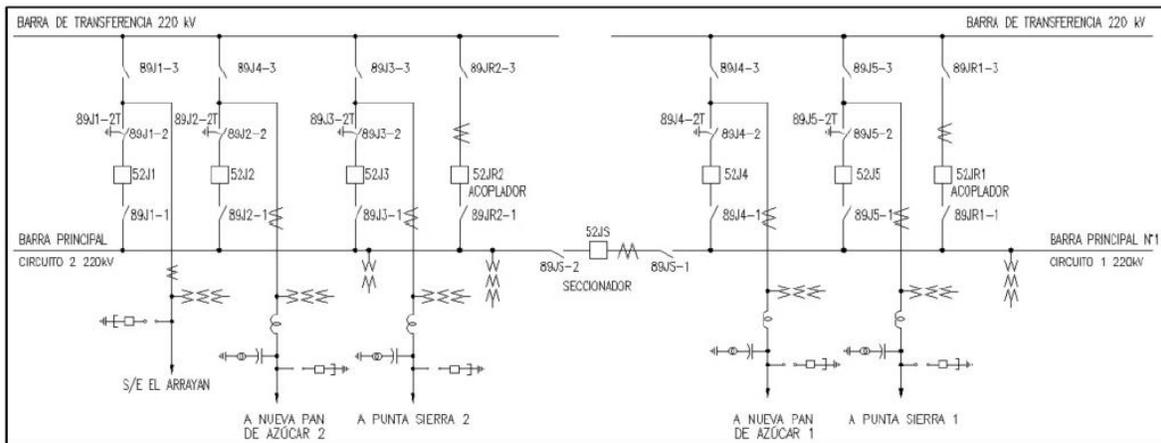


A modo de referencia, a continuación, se presentan diagramas e imágenes que muestran la condición final en la subestación con la obra de ampliación fijada en el Decreto Exento N° 171 una vez ejecutada.

Figura 10.19: Imagen de la Subestación Don Goyo con la zona donde se ejecutará la obra del Decreto Exento N°171.



Figura 10.20: Diagrama unilineal futuro de la Subestación Don Goyo incluyendo la obra del Decreto Exento N°171.



La presente obra de expansión en la subestación Don Goyo consiste en la ampliación de ambas secciones de barras principales y de las barras de transferencias, e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la misma subestación para cuatro nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y nuevos proyectos de la zona. Para efectos de lo anterior, se debe considerar 2 nuevas posiciones por cada sección de barra de manera tal que cada circuito de la nueva línea quede conectada a distintas secciones de barra. Para llevar a cabo lo anterior, es necesario la compra de terreno suficiente para el sector norte y sur de la actual subestación, de manera de permitir la construcción e instalación de los elementos requeridos. A continuación, se muestra una imagen de las eventuales zonas (en color rojo) donde se podría emplazarse la ampliación de la subestación, tanto hacia el norte como hacia al sur.

Figura 10.21: Imagen de la Subestación Don Goyo y las zonas referenciales donde podría ejecutarse la presente obra de expansión.



10.1.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las dos secciones de barra y de las barras de transferencia del patio de 220 kV en 4 nuevas posiciones, dos por cada sección de barra, considerando para ello la extensión de plataforma e instalaciones comunes del mismo patio.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

-
- Extensión de la plataforma del patio de 220 kV.
 - Construcción de fundación para los marcos de barra.
 - Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
 - Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
 - Ampliación de los Servicios Auxiliares si las obras así lo requiriesen.
 - Compra de terreno para la construcción e instalación de las nuevas posiciones del patio de 220 kV.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.1.9.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno existente de la subestación no dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, por lo que será necesario realizar la gestión de compra de terreno suficiente y se deberá adecuar los caminos interiores de la subestación en caso de ser necesario.

Cabe mencionar que actualmente en la subestación y alrededores se realizará la obra fijada en el Decreto Exento N°171 de 2020 y cuya fecha de entrada en operación se estima para fines del año 2024, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra, por lo que tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.1.9.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto antes mencionado se consideró lo siguiente.

Tabla 62: Listado de estructuras principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Marco de barra 220 kV	4

10.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM), NUEVO PATIO 500 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)

10.1.10.1 Situación existente

La subestación Nogales, de propiedad de Transelec S.A., se ubica aproximadamente a 227 m.s.n.m, en la región de Valparaíso, comuna de Nogales y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19 H: 291340.07 m Este, 6377526.42 m Sur.

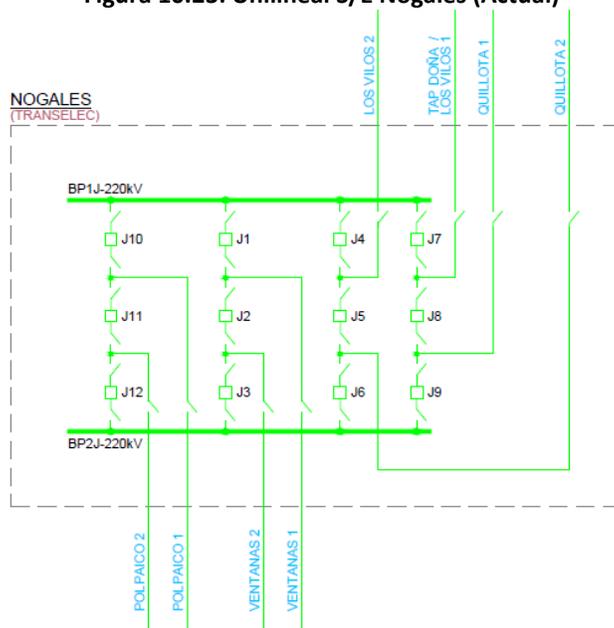
Figura 10.22: Ubicación de S/E Nogales



La subestación Nogales actualmente cuenta con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio y tecnología AIS o Air Insulated Substation, y se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 2x220 kV Nogales – Los Vilos, 2x220 kV Quillota – Nogales, 2x220 kV Polpaico – Nogales y 2x220 kV Nogales – Ventanas.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Nogales.

Figura 10.23: Unilineal S/E Nogales (Actual)



10.1.10.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Nogales, en configuración interruptor y medio, considerando espacio para la conexión de un nuevo banco de autotransformadores y espacio para conexión de la línea asociada al tendido del primer circuito del nuevo trazado 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar. Además, el patio de 500 kV deberá considerar espacio para la instalación del equipo de compensación serie y banco de reactores asociados a esta línea.
- Instalación de un nuevo banco de autotransformadores monofásicos 500/220 kV de 750 MVA de capacidad, con unidad de reserva, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.
- Ampliación de las barras principales, plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV, en configuración interruptor y medio, en 3 diagonales, de las cuales media diagonal será utilizada para la conexión del nuevo banco de autotransformadores y las restantes quedarán disponibles para la conexión de futuros proyectos.

En virtud de las obras requeridas por el proyecto y a partir de lo que se puede observar en la imagen satelital de la S/E Nogales, se infiere que es necesaria la adquisición de terrenos aledaños a la subestación para permitir la construcción del nuevo patio de 500 kV y dar cabida al resto de las obras requeridas. En ese sentido, se ha proyectado para efectos de la presente ingeniería conceptual que dicha ampliación se realizará hacia el sector poniente de la subestación, lugar donde se construiría el nuevo patio de 500 kV, el cual para este análisis ha sido considerado en tecnología GIS.

En el caso de la conexión del nuevo banco de autotransformadores se ha tomado en cuenta una bahía GIS de 500 kV con un interruptor, el cual completaría la media diagonal asociada a la conexión del tendido del primer circuito de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, de dos interruptores (esta última bahía fue considerada en términos de valorización en el proyecto de línea). Por otro lado, para la conexión del banco en 220 kV, se considera la construcción de una media diagonal (dos interruptores) en tecnología AIS.

Por parte de la ampliación solicitada en el patio de 220 kV, es posible observar a partir de los planos e imágenes disponibles de la subestación Nogales que sería factible realizar la extensión de barras y plataforma requeridas dentro de los límites actuales de la subestación.

Considerando todo lo anterior, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Nogales se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.24: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Nogales. En azul la ubicación referencial del futuro patio de 500 kV y en verde la ampliación del patio 220 kV



A partir de lo dispuesto en los párrafos anteriores, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión de la plataforma del patio de 220 kV de la subestación y su reposición en los casos que fuese requerido.
- Extensión de la malla de puesta a tierra existente y su readecuación en caso de ser necesario.
- Construcción de fundaciones asociadas a estructuras y equipos requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Suministro y montaje de estructuras asociadas a equipos, barras y líneas.

-
- Construcción de galpón GIS en patio de 500 kV, con espacio para una bahía asociada al banco de transformadores y a la conexión de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar (tendido del primer circuito).
 - Reubicación de estructuras y equipos existentes en caso de interferir con el desarrollo de la obra.
 - Construcción de foso recolector de aceite para el nuevo banco de autotransformadores.
 - Construcción de muros cortafuego para el nuevo banco de autotransformadores.
 - Construcción de barras auxiliares e instalación de equipos de maniobra en 500 kV y 220 kV para permitir la conexión automática de la unidad de reserva del banco de autotransformadores.
 - Adecuación de los sistemas de protección y telecomunicaciones existentes en la subestación, en caso de ser requerido para el correcto funcionamiento del proyecto.
 - Construcción de nueva casa de control y ampliación de instalaciones relacionadas existentes.
 - Construcción de nuevas canalizaciones y adecuación de las existentes en caso de ser necesario.
 - Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.
 - Adecuación de terreno, plataforma e instalaciones comunes del nuevo patio de 500 kV, de forma tal de permitir la instalación de equipos de compensación serie y banco de reactores asociados al tendido del primer circuito de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar.

10.1.10.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, el proyecto ha considerado la posibilidad de compra de terreno para ejecutar las obras necesarias, sin embargo, aparte de este punto no se observan interferencias adicionales para la ejecución del proyecto en la subestación.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de la obra requiere de compra de terreno, por cuanto se debe verificar que estos trabajos se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente. No obstante lo anterior, en el análisis preliminar no se han detectado interferencias relevantes de carácter ambiental.

10.1.10.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nogales se consideró lo siguiente.

Tabla 63: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador monofásico 500/220 kV, 250 MVA	4
2	Módulo GIS 500 kV interior (media diagonal, 1 interruptor)	1
3	Desconectador monofásico 500 kV, tipo pantógrafo	7
4	Pararrayos 500 kV	3
5	Ducto GIL 500 kV monofásico (metros)	150
6	Mufa para ducto GIL 500 kV monofásica	3
7	Interruptor 220 kV	2
8	Transformador de potencial 220 kV	3
9	Transformador de corriente 220 kV	12
10	Desconectador trifásico 220 kV con conexión de puesta a tierra	1
11	Desconectador monofásico 220 kV, tipo pantógrafo	10
12	Desconectador trifásico 220 kV sin conexión de puesta a tierra	2
13	Pararrayos 220 kV	3

10.1.11 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS, CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

10.1.11.1 Situación existente

10.1.11.1.1 Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas

El trazado actual de la línea de transmisión en 220 kV Charrúa – Lagunillas, se extiende a lo largo de 79 kilómetros aproximadamente y tiene estructuras que fueron diseñadas y montadas con las crucetas necesarias para soportar dos circuitos, pero solo se tendió uno de estos.

10.1.11.1.2 Subestación Charrúa

La subestación Charrúa se ubica aproximadamente a 162 m.s.n.m. en la comuna de Cabrero, en la región del Biobío. La subestación Charrúa actualmente recibe un circuito de

la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, el que se encuentra conectado a la Sección 3 de la barra de 220 kV, en el patio de esa tensión.

Figura 10.25: Ubicación de S/E Charrúa 220 kV



10.1.11.1.3 Subestación Lagunillas

La subestación Lagunillas se ubica aproximadamente a 13 m.s.n.m. en la comuna de Coronel, región del Biobío. La subestación Lagunillas 220/154 kV, recibe la línea 220 kV existente, proveniente de la subestación Charrúa y también recibirá el tendido del segundo circuito que se propone.

Figura 10.26: Ubicación de S/E Lagunillas.



Actualmente la línea de transmisión 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, tendido de un circuito, cuenta con un conductor AAAC Greeley, con una capacidad de transferencia de 367 MVA con una temperatura ambiente de 25°C con sol.

10.1.11.1.4 Subestación Hualqui

La subestación Hualqui se encuentra actualmente en construcción por parte de la empresa Mataquito Transmisora de Energía S.A., perteneciente a Celeo Redes Chile, y se ubicará aproximadamente a 20 km de la subestación Lagunillas, en la comuna de Coronel, región del Biobío. La subestación Hualqui deberá ser ampliada en configuración interruptor y medio para recibir el seccionamiento del segundo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas que se propone en la presente obra.

10.1.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Tender el segundo circuito de la actual línea 2x220 kV, entre las subestaciones Charrúa y Lagunillas, en las mismas estructuras que actualmente lleva el circuito N° 1. La longitud aproximada del tendido es de 79 km y su capacidad debe ser igual al actual circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas.

-
- Paños para la conexión a las barras de 220 kV existentes tanto en la subestación Charrúa como en subestación Lagunillas.

Las estructuras de la actual línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, fueron diseñadas y montadas con las crucetas necesarias para soportar dos circuitos, pero al momento de su implementación solo se tendió uno de los circuitos.

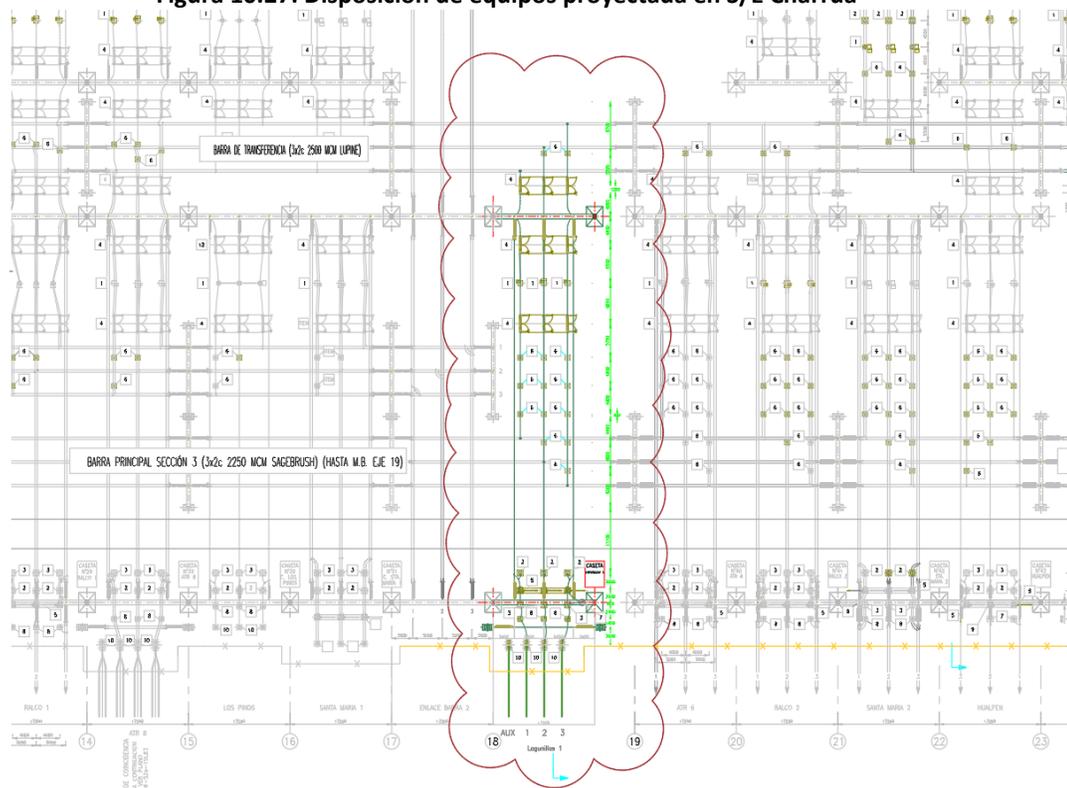
Debido a la cantidad de líneas que llegan a la S/E Charrúa y/o se desarrollan dentro de ésta, la conexión del Segundo Circuito entre su paño (Bahía) y el vértice V1 de la línea se deberá hacer mediante cable aislado, tendido sobre escalerilla al interior de una canaleta hormigón de aproximadamente 392 metros de longitud, bajo el nivel de terreno. Además, debido al poco espacio existente en la zona donde se ubica V1, se propone, en reemplazo de un patio de mufas, instalar en la misma estructura V1 las mufas para la transición de cable desnudo a cable aislado y colgar los pararrayos.

Por otra parte, para ingresar el segundo circuito a la S/E Lagunillas será necesario construir un nuevo tramo de línea en simple circuito, entre el vértice V35 y el marco de línea que quedará disponible en la futura diagonal N° 4.

En base a lo descrito anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- La implementación de un paño de línea en S/E Charrúa 220 kV.
- La modificación y refuerzo de la estructura del vértice V1 de la línea, ubicada al interior de la S/E Charrúa, con la finalidad de permitir, en ésta, la instalación de mufas y pararrayos, así como la bajada a canaleta de los conductores aislados.
- La construcción de una canaleta de hormigón de aproximadamente 392 metros de longitud, para el tendido de los cables aislados desde el paño que se implementará en la S/E Charrúa 220 kV, hasta el vértice V1 de la línea.
- La construcción de un tramo de línea de simple circuito, de aproximadamente 695 metros, a la llegada de la S/E Lagunillas con 4 estructuras para simple circuito para facilitar la llegada al paño de línea correspondiente. Además, se deberá obtener la servidumbre predial correspondiente.
- La instalación en la línea de los conjuntos de aislación y el tendido del cable conductor, AAC 927,2 MCM, código Greeley, tanto en las estructuras existentes como en las del nuevo tramo de llegada a S/E Lagunillas.
- La instalación del cable de guardia tipo Alumoweld 7 AWG #8, en el nuevo tramo de línea destinado a la llegada del segundo circuito a la S/E Lagunillas 220 kV.
- El tendido y conexiónado del cable aislado de 220 kV, en S/E Charrúa.
- Completar la futura diagonal N° 4 en la S/E Lagunillas 220 kV, que se encontrará implementada con media diagonal.
- Implementación de dos paños de línea en S/E Hualqui 220 kV.

Figura 10.27: Disposición de equipos proyectada en S/E Charrúa



10.1.11.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

Los trabajos de instalación de conductor del nuevo circuito, en general se realizarían en la franja de la servidumbre y utilizando las mismas estructuras del actual circuito N° 1. Pero se debe considerar que a la llegada a la subestación Lagunillas se deberá construir un nuevo tramo de simple circuito con 4 estructuras y 695 metros de longitud para acceder al paño de línea en la subestación. Para esto será necesario obtener servidumbre y es probable que se requiera la tramitación ambiental correspondiente.

Tanto en las subestaciones Charrúa, Lagunillas y Hualqui, el terreno de la subestación es amplio y los trabajos a realizar son dentro del patio existente por lo que no presentaría problemas con los habitantes, comunidades o edificaciones cercanas.

La programación de instalación del conductor, debe realizarse considerando las necesidades de operación que pueden presentarse y/o las contingencias en el sistema, que deben ser verificadas con el Coordinador.

En el caso de las subestaciones deberán considerarse las desconexiones necesarias para conectar los equipos a las barras.

10.1.11.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la presente obra de ampliación se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 64: Listado de equipos principales

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	12
2	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	3
3	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	30
4	Cruceta para torre de anclaje 220 kV, 1 cond. por fase (90°)	6
5	Pararrayos 220 kV	12
6	Mufa para Cable de Poder XLPE 230 kV	8
7	Condensador de Acoplamiento 220 kV	8
8	Trampa de Onda 3150 A - 40 kA	6
9	Trampa de Onda 2000 A - 80 kA	2
10	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 kA, Comando Monopolar	6
11	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	6
12	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	8
13	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 4000 A	4
14	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² (metros)	4.100
15	Conductor Aluminio AAAC Greeley 470 mm ² (metros)	264.620

10.1.12 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X220 KV CHARRÚA – HUALPÉN, TRAMO CONCEPCIÓN – HUALPÉN

10.1.12.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Biobío, a una altura promedio de 18 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde el marco de línea la actual subestación Hualpén hasta el marco de línea de la subestación Concepción. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de Transelec S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 10.28: Vista de trazado 1x220 kV Charrúa – Hualpén, tramo Hualpén – Concepción



La línea tiene una longitud aproximada de 11 km, con alrededor de 66 estructuras de simple circuito, siendo el conductor actual de la línea un ACAR 900 MCM.

10.1.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, en el tramo comprendido entre los marcos de línea de las subestaciones Hualpén y Concepción, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 230 MVA a 35°C con sol.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor ACAR 900 MCM por un conductor que permita mantener las actuales fajas de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta, a lo menos, 230 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC Grosbeak.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor ACAR 900 MCM de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.

- Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.

10.1.12.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir en la mayor parte del trazado.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se considera como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar la línea mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

10.1.12.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 65: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio ACCC Grosbeak (metros)	34.269
2	Grampa y ferretería de anclaje	297
3	Grampa y ferretería de suspensión	132

10.1.13 NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E NUEVA ANCUD (NCER AT)

10.1.13.1 Situación existente

La subestación Nueva Ancud actualmente se encuentra en construcción por parte de Transelec Holdings Rentas Limitada, y se ubicará a una altura aproximada de 76 m.s.n.m, en la región de Los Lagos, comuna de Ancud y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18G: 609554,00 m Este, 5353925,00 m Sur.

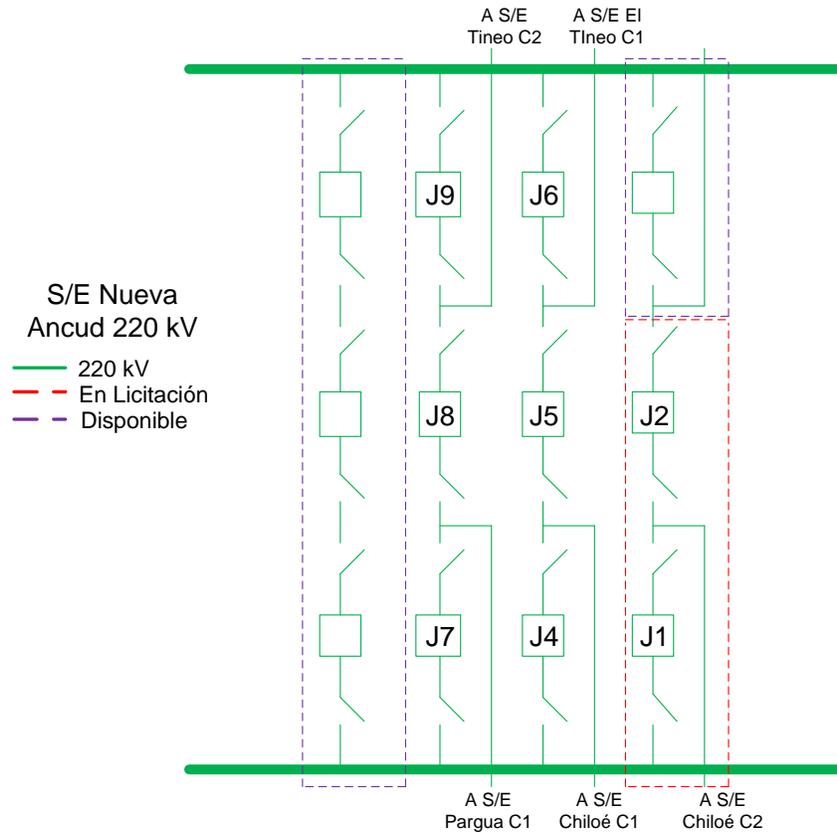
Figura 10.29: Área de S/E Nueva Ancud (en construcción).



La subestación Nueva Ancud, actualmente está siendo construida según las condiciones fijadas por el proyecto “Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo Cruce Aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV” en el Decreto Exento N° 422 de 2017, del Ministerio de Energía. La S/E Nueva Ancud cuenta con un patio de 220 kV en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear y con una configuración de barras en interruptor y medio. Dicha S/E contará con dos diagonales tendidas, cuyos paños corresponderán a la nueva línea hacia S/E Tineo (2 paños), S/E Pargua (1 paño), S/E Chiloé (1 paño). Adicionalmente, es importante resaltar que, según se observa en los planos de planta, la S/E Nueva Ancud poseerá espacio en barra para la construcción de dos diagonales adicionales, de las cuales media diagonal será utilizada por la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal simplificado de la condición proyectada de la S/E Nueva Ancud (incluida la presente propuesta de expansión).

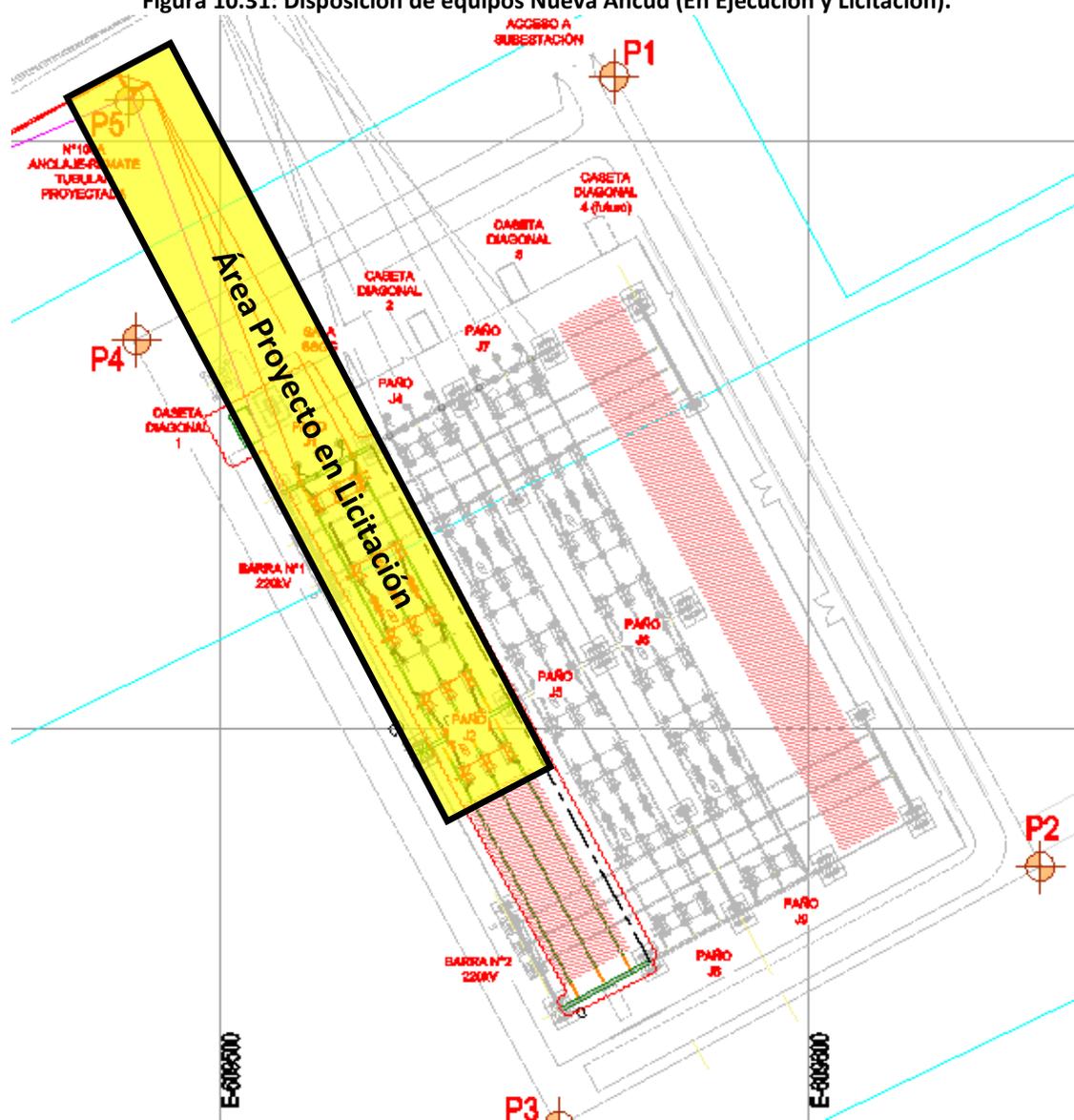
Figura 10.30: Diagrama Unilineal Simplificado S/E Nueva Ancud 220 kV.



Finalmente, es preciso señalar que de los antecedentes de la S/E Nueva Ancud, ésta contará con espacio en barra en 220 kV para la conexión de 3 nuevos proyectos (descontando las obras actualmente en estado de licitación).

Los antecedentes de las condiciones actuales de las subestaciones se obtuvieron del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, de los documentos elaborados por el Coordinador Eléctrico Nacional en el marco del proceso de licitación de las obras de ampliación del Decreto Exento N° 171, en particular, los correspondientes a la obra “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé” y de la propuesta de expansión de la transmisión año 2020 del Coordinador Eléctrico Nacional.

Figura 10.31: Disposición de equipos Nueva Ancud (En Ejecución y Licitación).



10.1.13.2 Instalaciones a realizar

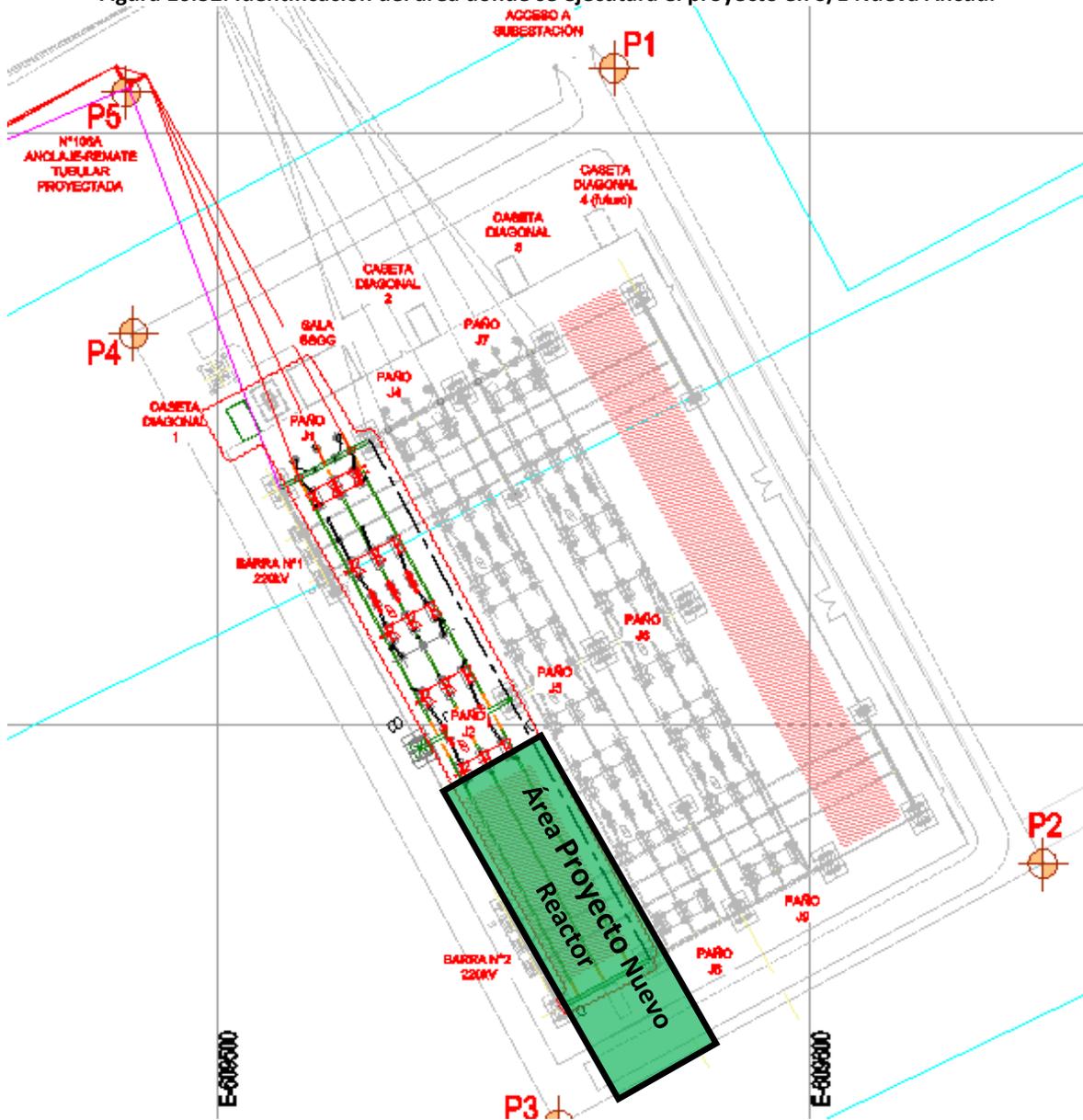
La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo equipo reactor trifásico 220 kV de 50 MVar.
- Construcción del paño de conexión del nuevo reactor trifásico en la media diagonal disponible complementaria a la que será utilizada en la obra actualmente en licitación "Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé" del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía que contiene las obras de ampliación correspondientes al Plan de Expansión 2019.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación, y que cuenta con espacio en barra extendida, utilizando la media diagonal complementaria del proyecto en estado de licitación “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía, y sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 10.32: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Nueva Ancud.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de foso recolector de aceite y foso separador agua-aceite, y su conexión.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección, control y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Construcción de cierros perimetrales interiores para el nuevo equipamiento.
- Movimientos de tierra y nivelación de terrenos, según corresponda
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

10.1.13.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. Asimismo, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

Es preciso señalar que la presente obra utiliza la media diagonal complementaria al proyecto en estado de licitación “Ampliación en S/E Chiloé y Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé” del Decreto Exento N° 171 de 2020, del Ministerio de Energía, y en base a lo anterior, en caso de declararse desierto dicho proceso, el Coordinador deberá incorporar en una nueva licitación ambas obras, la del D171 y la del presente Plan de Expansión, de manera que sean licitadas en conjunto. Con todo, será responsabilidad de la(s) empresa(s) adjudicataria(s) hacer las coordinaciones y gestiones tendientes al fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto en los plazos estipulados.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.1.13.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Nueva Ancud se consideró lo siguiente.

Tabla 66 1: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Reactor Trifásico 220 kV – 50 MVar	1
2	Interruptor 220 kV, Tanque Muerto	1
3	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	3
4	Pararrayos 220 kV	3
6	Transformador de Corriente para Neutro de Reactor	1

10.1.14 NUEVA S/E SECCIONADORA NUEVA LAGUNAS Y NUEVA LÍNEA 2X500 KV NUEVA LAGUNAS – KIMAL

10.1.14.1 Situación existente

Actualmente la subestación Kimal, de propiedad de la empresa Sociedad Austral De Transmisión Troncal S.A., se ubica aproximadamente a 1.255 m.s.n.m, en la región de Antofagasta, comuna de María Elena y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19K: 450.371 Este, 7.533.829 Sur. Esta subestación corresponde a la instalación más al norte que posee equipamiento en 500 kV, y de acuerdo al desarrollo esperado del sistema, es que se hace necesario tener otro punto robusto en el sistema más al norte.

A propósito de lo anterior, es que se desarrolla la nueva subestación Nueva Lagunas, en las cercanías de la actual subestación Lagunas, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas. Dicha subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 5 kilómetros desde la subestación Lagunas al oeste, en el área que se ubica al poniente de la Ruta 5 Norte. A su vez, el proyecto considera la construcción de enlaces para el seccionamiento de la línea mencionada en la subestación Nueva Lagunas, manteniendo al menos, las características técnicas de la actual línea de transmisión que se secciona hacia la subestación Encuentro, mientras que, hacia la subestación Lagunas, el enlace debe poseer

un conductor con capacidad de transmisión de, al menos, 1.000 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol

Además, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores de 500/220 kV, 750 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva automatizada, con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.

La nueva subestación Nueva Lagunas considera que la configuración de los patios de 500 kV y 220 kV de la subestación Nueva Lagunas corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol para ambos patios. Para el patio de 500 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos diagonales, de manera de permitir la conexión de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal y la conexión del transformador de poder 500/220 kV, la cual completará una de las medias diagonales asociadas a la nueva línea, mientras que para el patio de 220 kV, se deberá considerar espacio en barra y plataforma, para tres diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea de 2x220 kV Encuentro – Lagunas y la conexión del banco de autotransformadores 500/220 kV, y terreno nivelado para dos futuras diagonales.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de doble circuito en 500 kV y, al menos, 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para la línea, de 75 MVAR, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de los circuitos de la línea.

Figura 10.33: Ubicación de S/E Kimal.

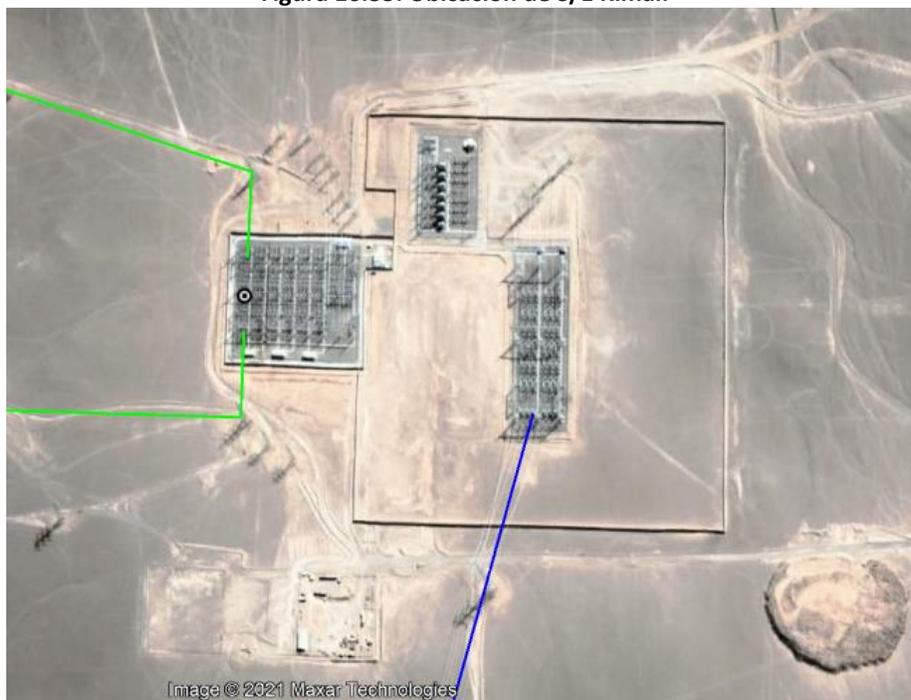
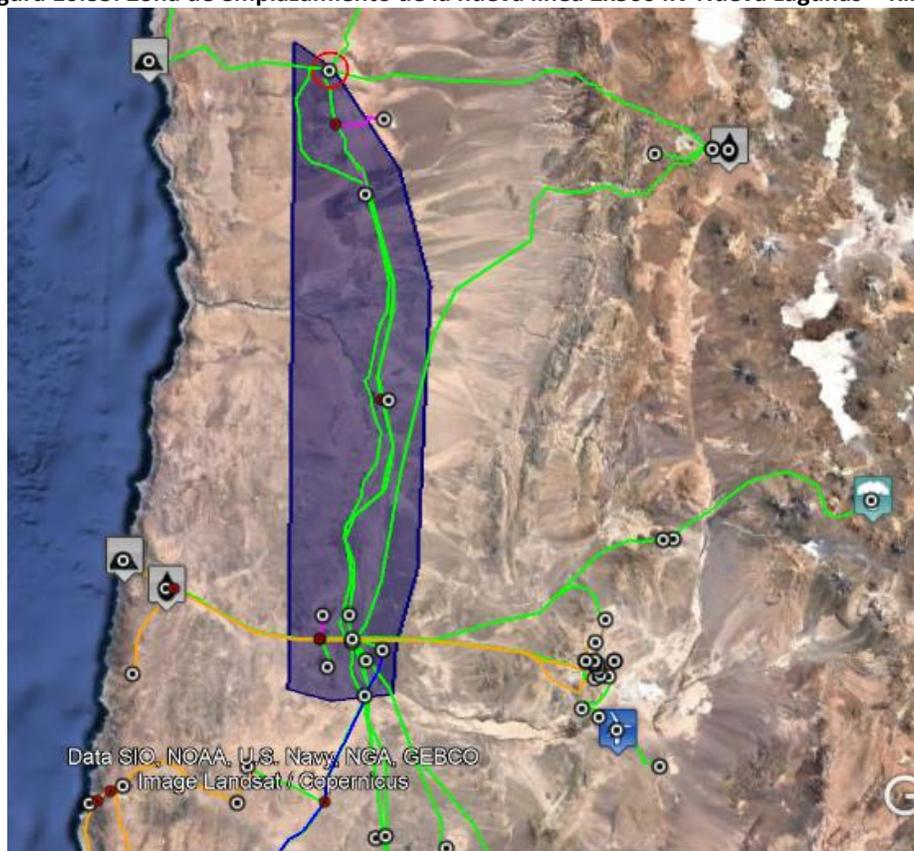


Figura 10.34: Ubicación general y referencial de la S/E Nueva Lagunas.



Figura 10.35: Zona de emplazamiento de la nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.



10.1.14.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de la nueva subestación Nueva Lagunas, con patio de 500 kV y 220 kV, ambos en configuración interruptor y medio, con capacidad de barra de, al menos, 2.000 MVA, con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol para ambos patios.
- Seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas, con sus respectivos paños y conexión a la subestación Nueva Lagunas.
- Instalación de nuevo transformador 500/220 kV de 750 MVA de capacidad y Cambiador de Derivación Bajo Carga (CBDC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión en la subestación Nueva Lagunas.
- Construcción de una línea de doble circuito en 500 kV entre la subestación Nueva Lagunas y la subestación Kimal de 1.700 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol para cada circuito con sus respectivos paños. La línea contempla también la instalación de equipos de compensación serie en el extremo de la subestación Nueva Lagunas, que permitan la compensación de, al menos, el 40% de su reactancia, así como la construcción de cuatro bancos de reactores shunt para

la línea, de 75 MVAR, con su respectiva unidad de reserva, los cuales serán instalados uno en cada extremo de la línea (un banco para cada extremo de los circuitos).

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

10.1.14.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 200 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.1.14.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 67: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador 1F 525/220 kV, 250 MVA	1
2	Conductor Aluminio AAAC Cairo 236 mm2 [m]	5.040.000
3	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm2 [m]	9.800
4	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	1
5	Desconectador 1F 500 kV horizontal c/cpt 3150 A	1
6	Desconectador 1F 500 kV horizontal c/cpt 4000 A	2
7	Desconectador 1F 500 kV horizontal s/cpt 3150 A	2
8	Desconectador 1F 500 kV Pantógrafo 3150 A	2
9	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 4000 A	1
10	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	1
11	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
12	Interruptor 500 kV (800 kV max), 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar, Tanque vivo	1
13	Interruptor 525 kV, 4000 A, 53 KA, Comando Monopolar, Tanque muerto	2
14	Pararrayos 220 kV	1
15	Pararrayos 500 kV	2
16	Plataforma de Compensación Serie 500 kV - 3150 A - 36 Ohm	1
17	Reactor Monofásico 525 kV - 25 MVA - OA	1
18	Torre de anclaje 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase (30°)	1
19	Torre de anclaje 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase (90°)	1
20	Torre de suspensión 500 kV doble circuito, 4 cond. por fase	1
21	Trampa de Onda 3150 A - 40 KA	2
22	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	1
23	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	1
24	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	1
25	Transformador de Potencial 500 kV, inductivo, 15 VA	2

10.1.15 NUEVA LÍNEA 2X500 KV NOGALES - NUEVA PAN DE AZÚCAR, TENDIDO DEL PRIMER CIRCUITO

10.1.15.1 Situación existente

Para efectos de la situación existente de las instalaciones involucradas en el desarrollo de este proyecto, se debe considerar que actualmente la subestación Nogales, de propiedad de Transelec S.A., posee únicamente un patio de 220 kV. Por lo tanto, como parte de las obras promovidas en el presente plan de expansión se ha incluido la denominada "Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM), nuevo patio 500 kV (IM) y nuevo transformador (ATAT)" la cual permitirá la conexión de esta nueva línea de 500 kV entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Nogales.

En el caso de la subestación Nueva Pan de Azúcar, de propiedad de Interchile S.A., cabe destacar que también se ha promovido una obra en el presente plan de expansión denominada "Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (IM)" la cual, al igual que la correspondiente obra en S/E Nogales, resulta ser una obra complementaria para permitir

la conexión de la nueva línea de 500 kV entre ambas subestaciones. En particular, la obra promovida para la S/E Nueva Pan de Azúcar genera el espacio en plataforma, barra e instalaciones comunes en el patio de 500 kV de la subestación para la conexión del primer circuito de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, junto con todo su equipamiento de compensación serie y banco de reactores.

De esta forma y tomando en cuenta las ubicaciones actuales de las subestaciones Nogales y Nueva Pan de Azúcar, se tiene que la nueva línea de transmisión debe atravesar las regiones de Valparaíso y Coquimbo, comprendiendo una longitud de, al menos, 300 km como se muestra en la imagen a continuación.

Figura 10.36: Situación actual en la zona



10.1.15.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de transmisión de 500 kV, en estructuras de doble circuito con tendido del primer circuito, entre el nuevo patio de 500 kV de la subestación Nogales y la subestación Nueva Pan de Azúcar.
- Instalación de equipos de compensación serie y banco de reactores asociados a la nueva línea en ambas subestaciones de llegada.
- Construcción de los paños asociados a la línea en ambas subestaciones de llegada.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva línea de transmisión:

Nueva Línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar:

- Construcción de una nueva línea de transmisión de 500 kV en estructuras de doble circuito, con tendido del primer circuito, entre las subestaciones Nogales y Nueva Pan de Azúcar con una capacidad de, a lo menos, 1.700 MVA a 35°C con sol.
- Construcción de una media diagonal para la conexión de la línea en el nuevo patio de 500 kV de S/E Nogales.
- Construcción de una media diagonal para la conexión de la línea en el patio de 500 kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

Plataformas de compensación serie

- Instalación de equipos de compensación serie, tanto en S/E Nogales como en S/E Nueva Pan de Azúcar, que permitan la compensación de, a lo menos, el 60% de la reactancia de la línea.
- Instalación de interruptor, protecciones y otros equipos de maniobra asociados que permitan la operación de los equipos de compensación serie en ambas subestaciones de llegada.

Bancos de reactores

- Instalación tanto en S/E Nogales como en S/E Nueva Pan de Azúcar de un banco de reactores shunt para la línea, de 175 MVAr, con unidad de reserva.
- Instalación de interruptor, protecciones y otros equipos de maniobra asociados para la conexión a la línea del banco de reactores en ambas subestaciones de llegada.
- Construcción de muros cortafuego, fosos recolectores de aceite, canalizaciones y toda obra civil necesaria para la correcta instalación y funcionamiento de ambos bancos de reactores.
- Construcción de barra auxiliar en 500 kV con sus respectivos equipos de maniobra, de manera de permitir la conexión automática de los bancos de reactores a su respectiva unidad de reserva.

Dado lo anteriormente expuesto y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado un trazado tentativo para la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar obteniendo de manera preliminar una extensión de 312 km.

Figura 10.37: Identificación del trazado referencial para la nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar.



Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 500 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Cairo (cuatro conductores por fase).

Cabe destacar finalmente que, para efectos de la valorización e ingeniería desarrollada en el presente anexo, los equipos de compensación serie y los bancos de reactores fueron considerados de forma tal que fueran similares a los existentes en las subestaciones Polpaico y Nueva Pan de Azúcar, asociados a la línea 2x500 kV entre ambas subestaciones.

10.1.15.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Para el desarrollo del trazado referencial de la línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar se utilizó como guía el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria. De esta forma, se seleccionaron los sectores para el paso de la línea de forma tal que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

10.1.15.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

De esta forma, para la valorización de la obra “Nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar, tendido del primer circuito” se consideró lo siguiente.

Tabla 68: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x500 kV Nogales – Nueva Pan de Azúcar

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Bahía GIS interior 500 kV, interruptor y medio, media diagonal	1
2	Bahía GIS intemperie 500 kV, interruptor y medio, media diagonal	1
3	Plataforma de compensación serie 500 kV	2
4	Reactor monofásico 500 kV, -58,3 MVAR	8
5	Interruptor 500 kV, tanque muerto	4
6	Desconectador monofásico 500 kV, tipo pantógrafo	14
7	Desconectador monofásico 500 kV, con conexión de puesta a tierra	6
8	Desconectador monofásico 500 kV, sin conexión de puesta a tierra	12
9	Transformador de potencial 500 kV	6
10	Mufa para ducto GIL 500 kV	3
11	Ducto conductor GIL 500 kV (monofásico) (metros)	250
12	Trampa de onda	4
13	Pararrayos 500 kV	12
14	Torre doble circuito 500 kV, cuatro conductores por fase, anclaje 90°	60
15	Torre doble circuito 500 kV, cuatro conductores por fase, anclaje 30°	110
16	Torre doble circuito 500 kV, cuatro conductores por fase, suspensión	269
17	Conductor de aluminio AAAC Cairo (kilómetros)	3.930

10.1.16 NUEVA S/E SECCIONADORA LA INVERNADA

10.1.16.1 Situación existente

Actualmente existe una línea de transmisión 1x220 kV entre la S/E Celulosa Pacífico y el Tap La Esperanza, de propiedad de la empresa CMPC Celulosa, que se encuentra desconectada del Sistema Eléctrico Nacional. En el caso del Tap Esperanza, también desconectado del sistema, es de propiedad de la empresa Transelec y se encuentra ubicado aproximadamente a 23 km al sur de la S/E Mulchén. La subestación Celulosa Pacífico se encuentra a una altura aproximada de 196 m.s.n.m. mientras que el Tap La Esperanza se encuentra a una altura aproximada de 216 m.s.n.m., y se ubican en la región de la

Araucanía, comuna de Collipulli. La Figura 1, muestra el área en donde se encuentran las instalaciones que se intervendrían con el proyecto propuesto.

Figura 10.38: Área del proyecto Nueva S/E Seccionadora La Invernada.



La línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico, de acuerdo a lo informado por la empresa propietaria y promotora del proyecto, es de aproximadamente 12 km de longitud, de capacidad 223 MVA y conductor AASC Flint, y a pesar de estar en desuso y desconectada del sistema, se encuentra en perfecto estado dado que se realizan mantenimientos periódicos a sus instalaciones. En cuanto a la subestación Celulosa Pacífico, posee un patio en 220 kV en configuración barra simple a la cual se encuentra conectada la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Celulosa Santa Fe, todas instalaciones dedicadas. En el caso la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos, de propiedad de Transelec, tiene una longitud de aproximadamente 92 km con una capacidad de 264 MVA y conductor ACAR 455,7 mm².

En base a los antecedentes proporcionados por la empresa promotora de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2019, es que a continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado de la configuración de la subestación propuesta para la zona.

Figura 10.39: Diagrama unilineal simplificado propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada.

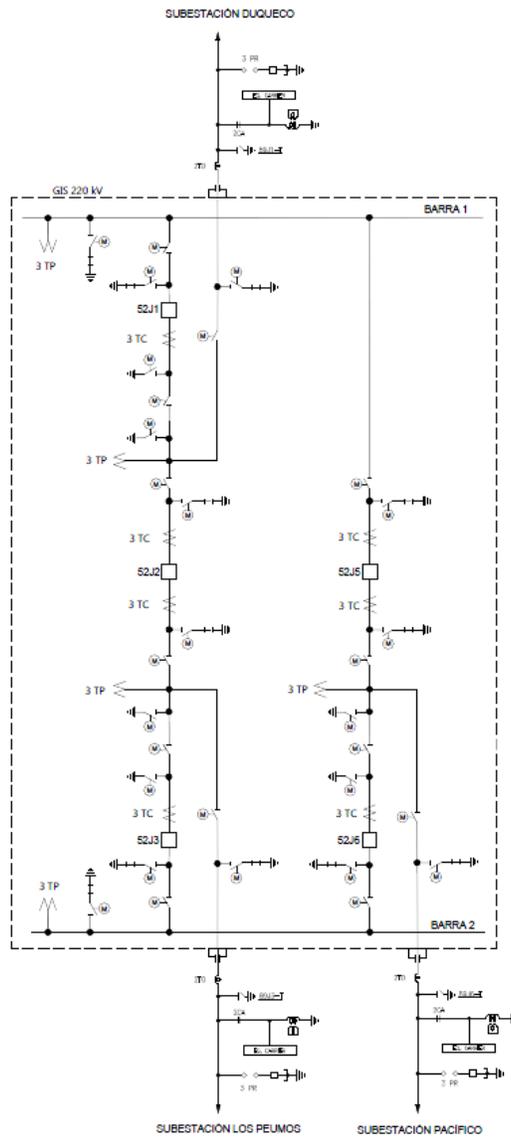
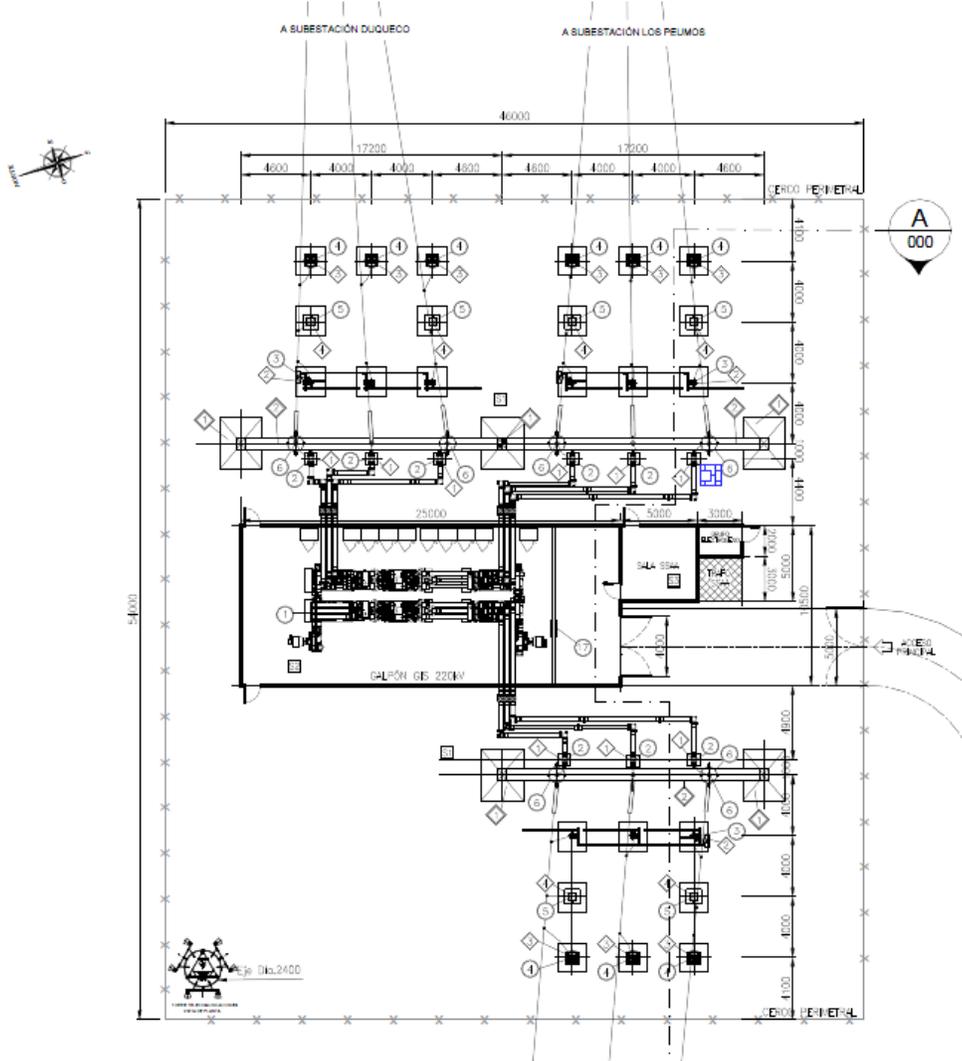


Figura 10.40: Diagrama de planta con disposición de equipos propuesto para la Nueva S/E Seccionadora La Invernada.



10.1.16.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva subestación seccionadora en 220 kV, en configuración interruptor y medio, que permita la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Duqueco – Los Peumos y de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico.
- Construcción de los paños en AT para la conexión de las líneas mencionadas.

En lo que respecta a la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico es preciso señalar que se deberá verificar el estado actual de manera que cumpla con la normativa técnica vigente al momento de la etapa de conexión del proyecto. Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para la conexión de la línea 1x220 kV La Esperanza – Celulosa Pacífico a

la nueva subestación, incluyendo la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Compra de terreno.
- Movimiento de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra, cierros perimetrales, entre otras.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Instalaciones comunes para protecciones y servicios auxiliares.

10.1.16.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.1.16.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión. Para efectos de la determinación de un valor referencial de la obra, se ha considerado una subestación en tecnología GIS (Gas Insulated Substation), sin perjuicio que se ha dejado libre el tipo de tecnología en la propuesta general.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 69: Suministro y montaje de equipos y materiales eléctricos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Modulo GIS interior 220 kV interruptor y medio (1 diagonal y media)	1
2	Pararrayos 220 kV	1
3	Mufa para ducto GIS 220 kV	9

Tabla 70: Estructuras y obras civiles principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Galpón GIS	1

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
2	Portal de línea 220 kV (pilares y viga)	3

Adicionalmente, se ha considerado compra de terreno que permita la configuración y tecnología mencionada anteriormente.

10.2 OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

10.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E LA RUCA 110 KV (BPS+BT), NUEVO PATIO 220 KV (IM) Y NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT)

10.2.1.1 Situación existente

La subestación La Ruca, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Sociedad Austral de Electricidad S.A. y se ubicará aproximadamente a 400 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, Comuna de Ovalle. A continuación, se presenta una proyección de la ubicación y la disposición de equipos del patio de 220 kV de la S/E La Ruca.

Figura 10.41: Proyección de la ubicación de la Subestación La Ruca.

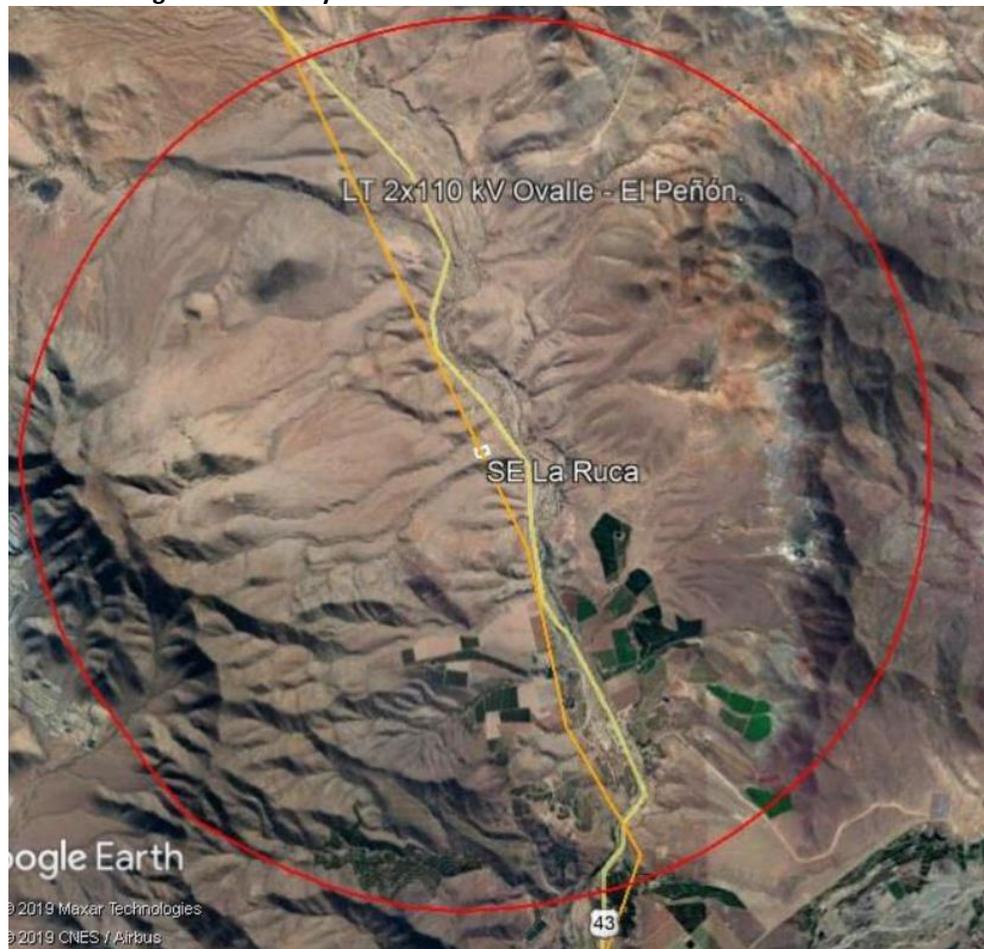
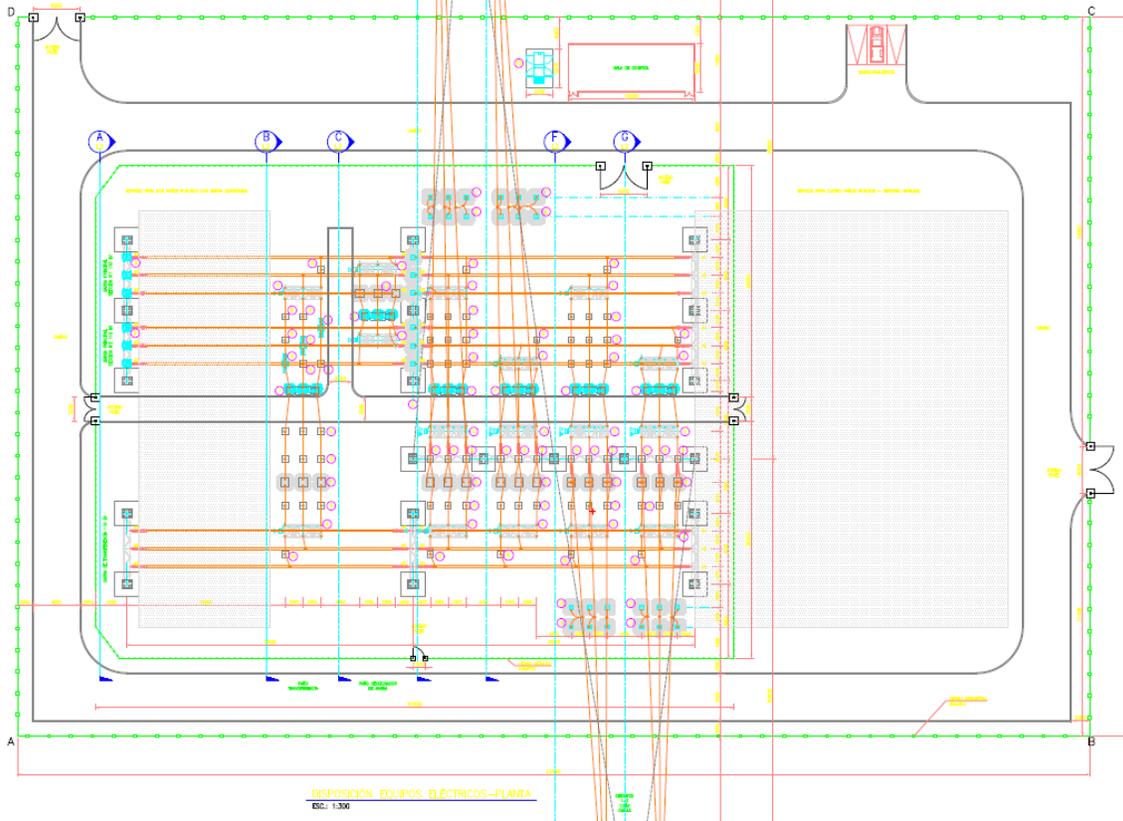


Figura 10.42: Disposición de equipos de la Subestación La Ruca.



La subestación La Ruca, propuesta en el Plan de Expansión de la Transmisión 2017 y fijada mediante Decreto Exento N°4 de 2017 del Ministerio de Energía, consiste en la construcción de una subestación seccionadora de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón y deberá construir un patio en 110 kV en configuración barra principal seccionada con barra de transferencia en tecnología AIS o Air Insulated Substation con capacidad de barras de al menos 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, con cuatro paños construidos para el seccionamiento de la línea antes mencionada. Además, el patio de 110 kV deberá considerar espacio adicional para dos paños con barra y plataforma construida que permitan la conexión de futuros proyectos de la zona y espacio para otras cuatro posiciones con terreno nivelado. Cabe mencionar que mediante el proceso de Acceso Abierto que lleva a cabo el Coordinador, las posiciones disponibles en barra ya cuentan con solicitudes en curso, por lo que no hay posibilidad de contar con nuevas posiciones para la conexión de futuros proyectos de la zona. En cuanto a la ubicación, de acuerdo a lo establecido en el Decreto respectivo, la subestación se deberá emplazar aproximadamente a 15 km al norte de la actual subestación Ovalle 110 kV, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Ovalle – El Peñón y dentro de un radio de 5 km respecto a este punto.

Por último, de acuerdo a lo establecido en Decreto y las bases de licitación de la obra en la S/E La Ruca, se cuenta con espacio en terreno nivelado hacia el sureste de la subestación que permitiría extender las barras de 110 kV en cuatro posiciones, tal como se observa de la figura 2 anterior.

Además, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio en 220 kV, en configuración interruptor y medio, con una capacidad de barras de, al menos 500 MVA con 75° C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol, donde se deberá construir una diagonal y media para la conexión de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca y el nuevo equipo de transformación 220/110 kV, y espacio en barra y plataforma para dos nuevas diagonales. Además, el proyecto incluye un banco de autotransformadores 220/110 kV de capacidad máxima de 150 MVA, con su respectiva unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática y espacio para un futuro segundo banco de autotransformadores. Para lo anterior, es necesario la compra de terreno suficiente que permita la construcción e instalación de todos los equipos requeridos.

Debido a que aún no se cuenta con la información específica de la ubicación de la subestación La Ruca por parte del adjudicatario, no es posible señalar la ubicación referencial de las nuevas instalaciones, sin embargo, el propietario deberá cumplir con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión, en particular con las exigencias generales sobre la disposición de las subestaciones, de los patios y de los equipos dentro de los patios, de las salas eléctricas y de los equipos dentro de las salas eléctricas, de tal manera que permitan el crecimiento armónico de la subestación y posibilitar el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

10.2.1.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 110 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 110 kV.
- Nuevo Patio de 220 kV con configuración de barra en interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para cuatro diagonales.
- Nuevo Banco de Autotransformadores 220/110 kV con capacidad máxima de 150 MVA, con su respectiva unidad de reserva y con conexión automática, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma del patio de 110 kV.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios Auxiliares si las obras así lo requiriesen.
- Compra de terreno para la construcción e instalación del nuevo patio de 220 kV y el banco de autotransformadores, además de los espacios futuros requeridos.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.2.1.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación del nuevo patio en 220 kV y el nuevo equipo de transformación no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2017 y cuya fecha de entrada en operación se estima para principios del año 2023, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra, por lo que tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.1.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 71: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Autotransformador 1F, 220/110 kV, 50 MVA	4
2	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
3	Transformador de Corriente 110 kV, 4 Núcleos	6
4	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	6
5	Pararrayos 110 kV	3
6	Pararrayos 220 kV	3
7	Interruptor 110 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
8	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	1
9	Desconectador 1F 110 kV	7
10	Desconectador 3F 110 kV s/cpt 3150 A	2

N°	Equipo	Cantidad
11	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	10
12	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	2

10.2.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV LA RUCA – OVALLE

10.2.2.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Coquimbo, a una altura promedio de 360 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Ovalle, propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., hasta la subestación La Ruca, la cual fue adjudicada a la empresa Sociedad Austral de Electricidad S.A. en el marco del proceso de licitación de obras nuevas del Decreto Exento N° 4, de 2019, del Ministerio de Energía. A la fecha, la subestación La Ruca se encuentra en etapa de construcción.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen en color rojo la línea que se debe intervenir, utilizando como referencia el punto de seccionamiento indicado en el Decreto Exento N° 4 para la nueva subestación La Ruca.

Figura 10.43: Vista de trazado 2x110 kV Ovalle – La Ruca



La línea tiene una longitud aproximada de 18 km, con alrededor de 63 estructuras de doble circuito.

10.2.2.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad del tramo de línea 2x110 kV Ovalle – La Ruca, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 150 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

Para efectos de esta ingeniería conceptual, se ha considerado el cambio del o los conductores que componen la línea por un conductor de alta temperatura y baja flecha, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 150 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio ACCC Oceanside.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del o los conductores de ambos circuitos de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.

10.2.2.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir, debiendo adecuarse algunos caminos de acceso en caso de ser necesario.

Debe tenerse en cuenta que la longitud definitiva de la línea que se debe ampliar dependerá de la ubicación de la subestación seccionadora La Ruca, por lo tanto, para efectos de la obra deben considerarse los enlaces de seccionamiento que utilizará dicha subestación.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

10.2.2.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 72: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Cruceta para torre de suspensión 110 kV, 1 cond. por fase	90
2	Cruceta para torre de anclaje 110 kV, 1 cond. por fase (30°)	18

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
3	Cruceta para torre de anclaje 110 kV, 1 cond. por fase (90°)	6
4	Conductor Aluminio ACCC Oceanside 194,2 mm ² [m]	113.400

10.2.3 AMPLIACIÓN EN S/E CHICUREO (NTR ATMT)

10.2.3.1 Situación existente

La subestación Chicureo de propiedad de Enel Distribución se ubica aproximadamente a 555 m.s.n.m, en la región metropolitana de Santiago, comuna de Colina y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 346055,85 m Este, 6315373,76 m norte.

Figura 10.44: Ubicación de S/E Chicureo.

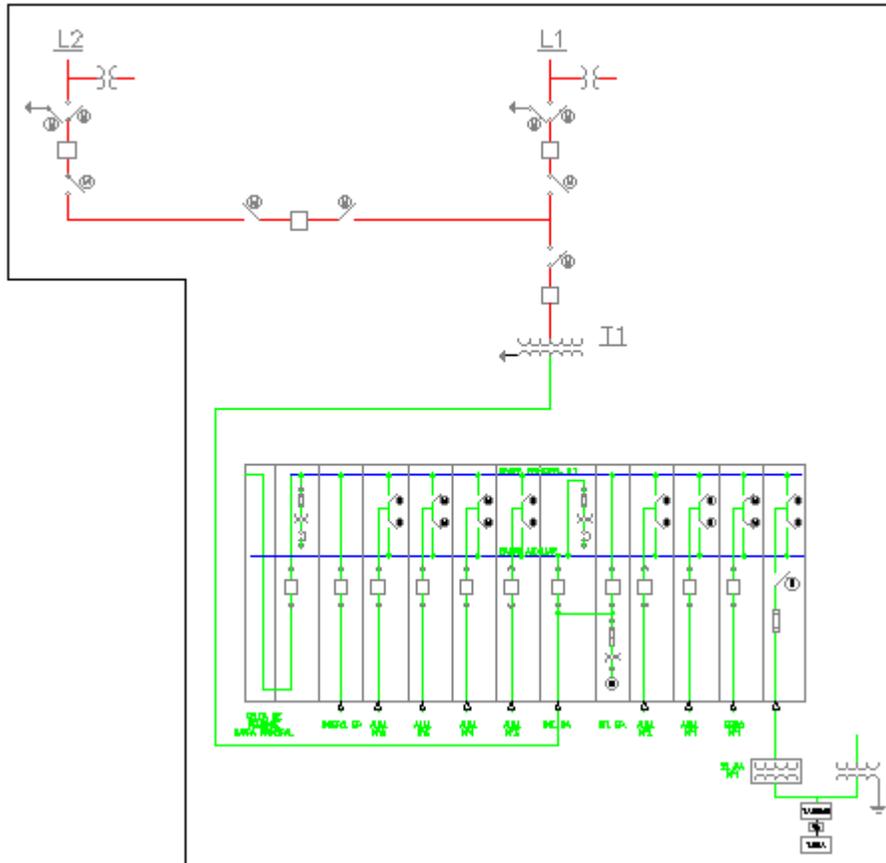


La subestación Chicureo es una subestación con tecnología AIS o Air Insulated Substation y actualmente cuenta con dos niveles de tensión, 220 kV y 23 kV. El nivel de tensión de 220 kV posee 2 secciones de barra simple las cuales están unidas mediante un interruptor acoplador. A la sección de barra N°1 está conectado un transformador 220/23 kV de 25 MVA el cual cuenta con interruptor y desconectador con sus respectivos equipos de protección y medida. A la segunda sección de barra estará conectado un transformador 220/23 kV de 25 MVA cuya entrada en operación está prevista para fines de 2020, el cual cuenta con interruptor y desconectador con sus respectivos equipos de protección y medida.

La salida de ambos transformadores, en 23 kV, se conectan mediante un enlace en cable a la sala de celdas, la cual cuenta con 6 alimentadores.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Chicureo.

Figura 10.45: Unilineal S/E Chicureo (Actual).



De la información técnica de la subestación Chicureo con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es suficiente para poder describir la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

A partir de la información anterior, se estima que la subestación Chicureo cuenta con espacio disponible en el mismo terreno para la instalación de un nuevo transformador de 50 MVA 220/23 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

10.2.3.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 220/23 kV 50 MBA con CTBC.
- Construcción de paño para el transformador indicado.
- Construcción de muro cortafuego.

- Construcción de foso recolector de aceite.
- Construcción de nueva sala de celdas de media tensión.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Figura 10.46: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Chicureo.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (220 kV) y media tensión (23 kV).
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.

- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.3.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

La subestación cuenta con terreno para los requerimientos de la obra a construir, de esta forma, no es necesario contemplar la compra de terreno aledaño.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

10.2.3.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Chicureo se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 73: Listado de equipos principales.

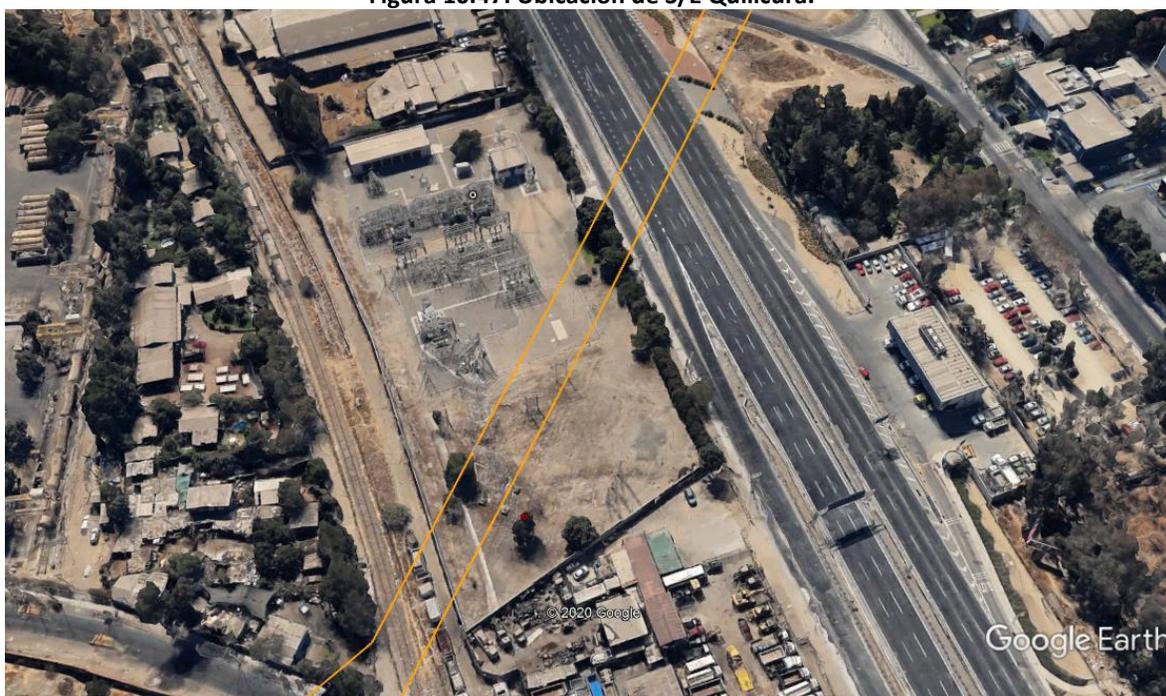
N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 220/23 kV, 50 MVA	1
2	Transformador de Corriente 220 kV	3
3	Mufa para Cable de Poder XLPE 23 kV	24
4	Interruptor 220 kV	1
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	1
6	Celda 23 kV doble barra. Paño de transformación	2
7	Celda 23 kV doble barra. Interconexión de barras	2
8	Celda 23 kV doble barra. Paño alimentador 800 A	3
9	Celda 23 kV doble barra. Equipos de medida	1

10.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E QUILICURA (NTR ATMT)

10.2.4.1 Situación existente

La subestación Quilicura de propiedad de Enel Distribución S.A. se ubica aproximadamente a 490 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Quilicura y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 341952,99 m Este, 6306310,01 m Norte.

Figura 10.47: Ubicación de S/E Quilicura.

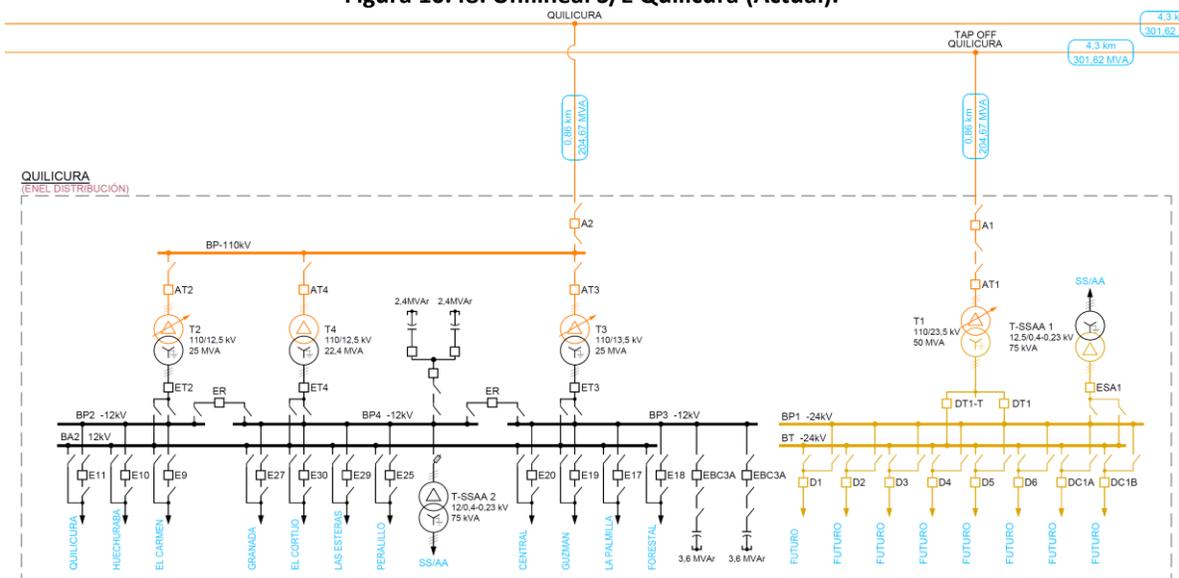


La subestación Quilicura, actualmente tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder con nivel de tensión 110/12 kV de 25 MVA de capacidad máxima y un transformador de poder con nivel de tensión 110/12 de 22,5 MVA. La subestación también cuenta con un transformador de poder con nivel de tensión 110/23 de 50 MVA que se conecta directamente a uno de los circuitos de la línea 2x110 kV El Salto – Cerro Navia a través de una conexión en derivación. Además, la subestación cuenta con una sala de celdas de media tensión de 12 kV y 23 kV, en configuración barra simple más barra auxiliar. En particular, u de acuerdo a lo indicado por la empresa propietaria, la sala de celda cuenta con espacio disponible para nuevas celdas, tanto de transformación como de alimentadores.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante dos conexiones en derivación a la línea de transmisión 2x110 kV El Salto – Cerro Navia. Cabe señalar que la línea antes mencionada posee interruptor de poder en las conexiones en derivación que se conectan en la subestación Quilicura.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Quilicura.

Figura 10.48: Unilineal S/E Quilicura (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Quilicura con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Quilicura cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación de 110/23 kV y 50 MVA, además de las respectivas obras y adecuaciones para llevar a cabo su conexión.

Figura 10.49: Imagen frontal de la S/E Quilicura.

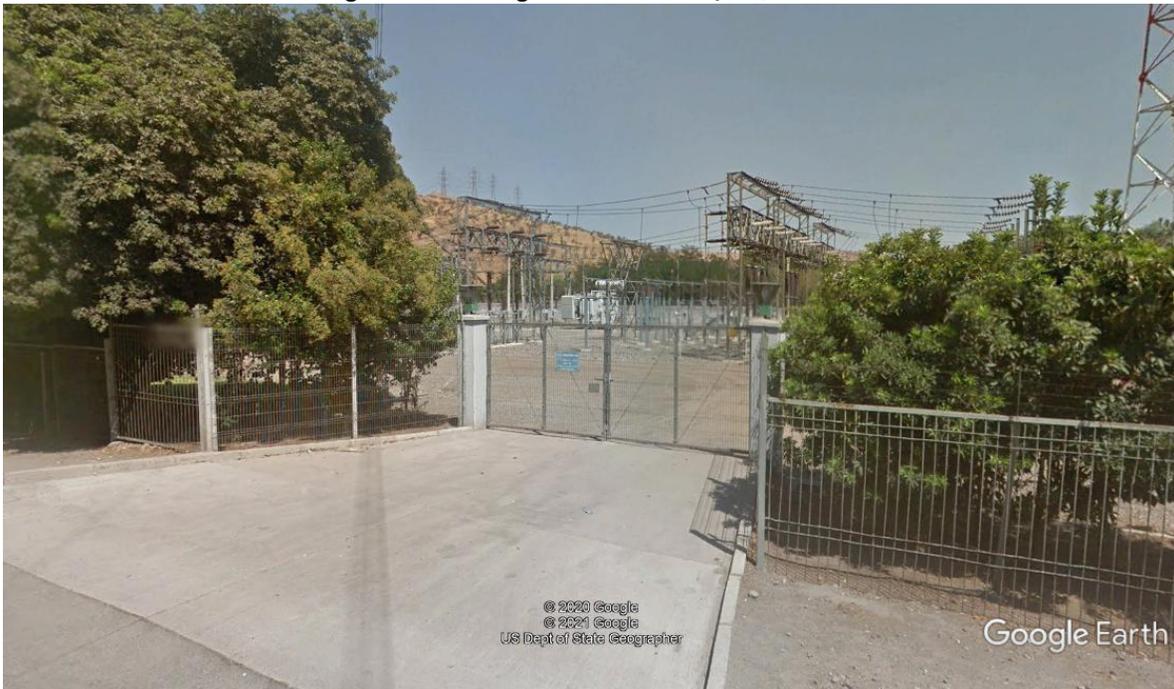


Figura 10.50: Imagen satelital de la S/E Quilicura.



10.2.4.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/23 kV 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar nuevas celdas en 23 kV para la conexión del transformador, dos celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes y a lo menos cuatro celdas para alimentadores
- Canalizaciones en MT para conectar al nuevo transformador con la sala de celdas, esto considera la reubicación de los equipos de compensación capacitiva.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, se debe considera una secuencia constructiva que permita la instalación del nuevo equipo sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico a clientes finales o de construir instalaciones provisionarias durante el período de construcción.

Figura 10.51: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Quilicura.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto se debe realizar en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

-
- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
 - Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
 - Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (23 kV).
 - Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.2.4.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.4.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Quilicura se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 74: Listado de equipos principales.

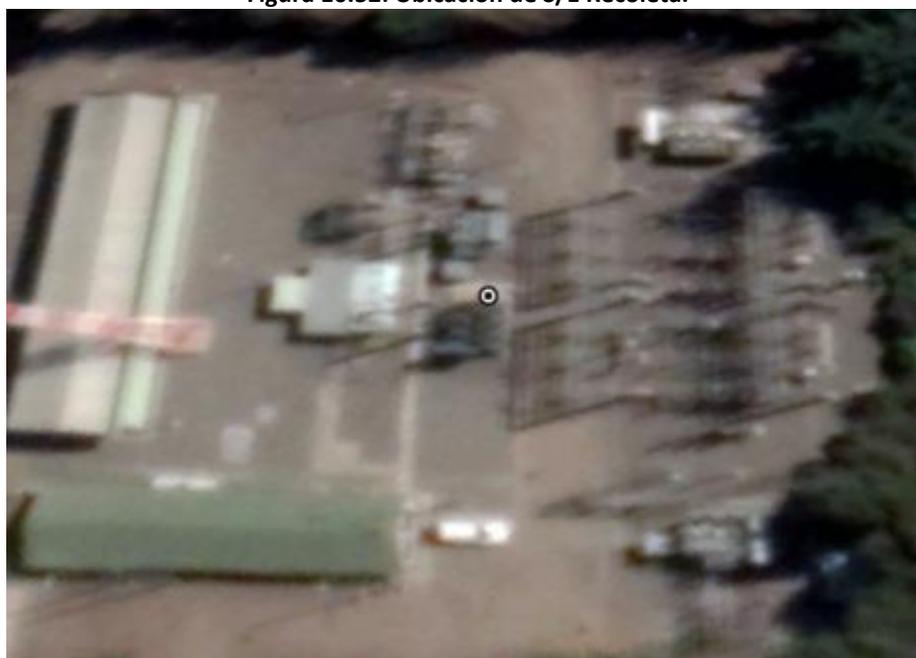
N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 110/23 kV, 50 MVA	1
2	Pararrayos 23 kV	3
3	Mufa para Cable de Poder XLPE 23 kV	9
4	Interruptor 110 kV	1
5	Desconectador 3F 110 kV, s/cpt	1
6	Celda 23 kV doble barra. Paño de transformación	2
7	Celda 23 kV doble barra. Interconexión de barras	3
8	Celda 23 kV doble barra. Paño alimentador	4
9	Celda 23 kV doble barra, equipos de medida	1

10.2.5 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)

10.2.5.1 Situación existente

La subestación Recoleta de propiedad de Enel Distribución se ubica aproximadamente a 510 m.s.n.m, en la región metropolitana de Santiago, comuna de Huechuraba y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 347546,42 m Este, 6305108,38 m norte.

Figura 10.52: Ubicación de S/E Recoleta.



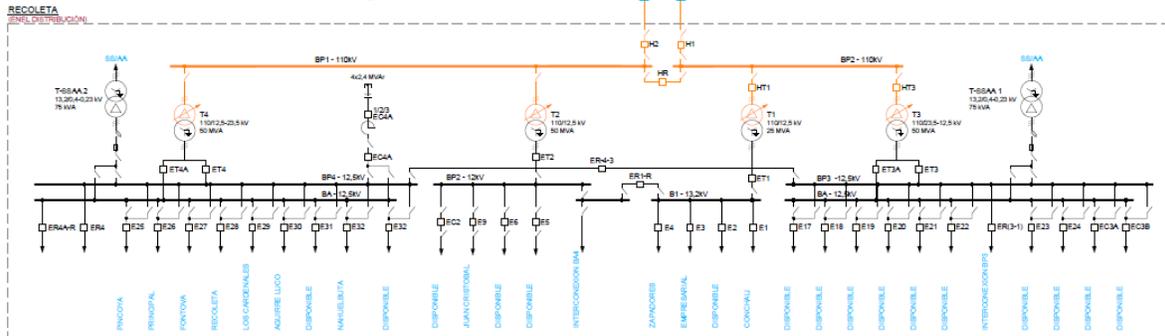
La subestación Recoleta es una subestación con tecnología AIS o Air Insulated Substation y actualmente cuenta con dos niveles de tensión, 110 kV y 13,2 kV. El nivel de tensión de 110

kV posee 2 secciones de barra simple las cuales están unidas mediante un interruptor acoplador. A la sección de barra N°1 está conectados el T1 de 25 MVA y T4 de 50 MVA y a la sección de barra N°2 están conectados los transformadores T3 de 50 MVA y T2 de 22,5 MVA. Todos los transformadores cuentan con sus respectivos equipos de protección y medida.

Las salidas de todos los transformadores se conectan mediante un enlace en cable a las respectivas salas de celdas.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Recoleta.

Figura 10.53: Unilineal S/E Recoleta (Actual).



De la información técnica de la subestación Recoleta con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es suficiente para poder describir la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

A partir de la información anterior, se estima que la subestación Recoleta cuenta con espacio disponible en el mismo terreno para la instalación de un nuevo transformador de 50 MVA 110/12 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

10.2.5.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con CDBC. El transformador deberá ubicarse contiguo al actual transformador N° 1.
- Construcción de paño para el transformador indicado. El paño deberá conectarse a la misma sección de barra en 110 kV donde está conectado actualmente el transformador N° 1. Deberá considerarse la realización de esta conexión mediante equipamiento híbrido compacto.
- Construcción de muro cortafuego.
- Construcción de nueva sala de celdas de media tensión.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Figura 10.54: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Recoleta.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (12 kV).
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.5.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

La subestación cuenta con terreno para los requerimientos de la obra a construir, de esta forma, no es necesario contemplar la compra de terreno aledaño.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

10.2.5.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Recoleta se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 75: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 110/12 kV, 50 MVA	1
2	Pararrayos 15 kV	3
3	Pararrayos 110 kV	3
4	Mufa para Cable de Poder XLPE 15 kV	9
5	Mufa para Cable de Poder XLPE 110 kV	6
6	Interruptor 110 kV accionamiento monopolar con 2 desconectores y TTCC	1
7	Celda 15 kV doble barra. Paño de transformación	2
8	Celda 15 kV doble barra. Interconexión de barras	3
9	Celda 15 kV doble barra. Equipos de medida	1
10	Celda 15 kV doble barra. Paño alimentador	3

10.2.6 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)

10.2.6.1 Situación existente

La subestación Macul de propiedad de Enel Distribución S.A. se ubica aproximadamente a 605 m.s.n.m, en la región Metropolitana de Santiago, comuna de Macul y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 353768,00 m Este, 6291480,00 m Sur.

Figura 10.55: Ubicación de S/E Macul.



La subestación Macul, actualmente tiene un patio de 110 kV en configuración barra simple seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder con nivel de tensión 110/12 kV de 50 MVA de capacidad máxima que se conectan a la primera sección de barra (B1) y un transformador de poder de 110/12 kV de 20 MVA que se conecta a la segunda sección de barra (B2). Cabe mencionar que este transformador es propiedad de Metro y no está dispuesto para el suministro de clientes conectados a las redes de distribución de la concesionaria. Además, la subestación cuenta con una sala de celdas de tensión de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante dos conexiones en derivación a la línea de transmisión 2x110 kV Florida – Ochagavía. Cabe señalar que estas conexiones en derivación poseen sus respectivos interruptores en subestación Macul.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Macul.

Figura 10.58: Imagen satelital de la S/E Macul.



10.2.6.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador 110/12 kV 50 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta tensión.
- Instalación de nuevas celdas en 12 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, que permita la conexión de al menos 8 nuevas celdas de alimentadores de media tensión, una celda para la conexión del transformador a la barra principal, una celda para la conexión del transformador a la barra auxiliar, una celda para equipos de medida y tres celdas de interconexión a las barras de media tensión existentes.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la instalación del nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 10.59: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Macul.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (110 kV) y media tensión (12 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.

- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.2.6.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.6.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Macul se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 76: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 110/12 kV, 50 MVA	1
2	Transformador de Corriente 110 kV	6
3	Pararrayos 15 kV	3
4	Mufa para Cable de Poder XLPE 15 kV	3
5	Interruptor 110 kV	1
6	Desconectador 3F 110 kV s/cpt	2
7	Celda 15 kV doble barra. Paño de transformación	2
8	Celda 15 kV doble barra. Equipos de medida	1

N°	EQUIPO	CANT.
9	Celda 15 kV doble barra. Paño alimentador 800 A	8
10	Celda 15 kV barra simple. Interconexión de barras	3

10.2.7 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA RAQUEL (RTR ATMT)

10.2.7.1 Situación existente

La subestación Santa Raquel, de propiedad de Enel Distribución S.A., se ubica aproximadamente a 625 m.s.n.m, en la región Metropolitana, comuna de La Florida y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 351142.72 m Este, 6286604.28 m Sur.

Figura 10.60: Ubicación de S/E Santa Raquel.



La subestación Santa Raquel actualmente cuenta con un patio de 110 kV en configuración barra principal seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con cinco transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 110/12,5 kV de 50 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 110/12,5 kV de 25 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 4, 110/12,5 kV, de 22,4 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 5, 110/20,4 kV, de 50 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 6 110/12,5 kV, de 22,4 MVA de capacidad máxima.

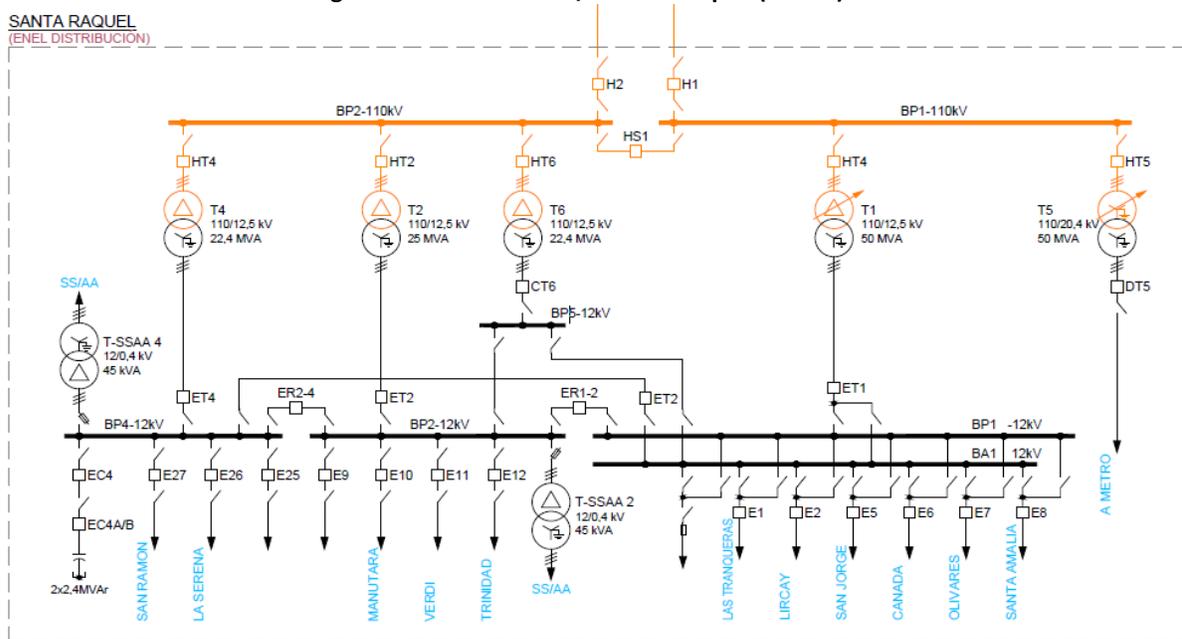
La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a ambos circuitos de la línea 2x110 kV Florida – Alto Jahuel, en el denominado Tap Off Santa Raquel.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de patios en diferentes configuraciones asociados a los transformadores N° 1, N° 2 y N° 4 pero interconectados entre sí mediante paños seccionadores de barra. De esta forma, al transformador N° 1 se le asocia un patio de media tensión en configuración barra principal con barra auxiliar mientras que a los transformadores N° 2 y N° 4 se les asocian patios de 12,5 kV en configuración barra simple.

El transformador N° 6 por su parte, se conecta en 12,5 kV tanto a la barra auxiliar N° 1 (asociada al transformador N° 1) como a la barra principal N° 2 (asociada al transformador N° 2).

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Santa Raquel.

Figura 10.61: Unilineal S/E Santa Raquel (Actual).



10.2.7.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador N° 4 110/12,5 kV de 22,4 MVA de capacidad e instalación de nuevo transformador 110/12,5 kV de 50 MVA de capacidad, reutilizando todo el equipamiento en 110 kV que no se vea sobrepasado por la nueva capacidad del equipo.
- Construcción de nueva sala de celdas.

- Instalación de celdas en configuración barra principal con barra auxiliar, considerando una (1) celda de conexión para el transformador a la barra principal, una (1) celda de conexión del transformador a la barra auxiliar, cuatro (4) celdas para alimentadores, una (1) celda para equipos de medida y tres (3) celdas para la conexión de la sala de celdas a las barras de 12,5 kV existentes.
- Conexión de la nueva sala de celdas a las barras de media tensión existentes.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Santa Raquel, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, instalando el nuevo transformador en el lugar que actualmente ocupa el transformador N° 4 y construyendo la nueva sala de celdas en el sector sur de la subestación.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes, dado el respaldo que puede brindar el transformador N° 6 durante la realización del proyecto.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Santa Raquel se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.62: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Santa Raquel.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir la conexión de la nueva sala de celdas.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.7.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.7.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Raquel se consideró lo siguiente.

Tabla 77: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 110/12 kV, 50 MVA	1
2	Celda 15 kV doble barra. Paño de transformación	2
3	Celda 15 kV doble barra. Equipos de medida	1
4	Celda 15 kV doble barra. Paño alimentador	4
5	Celda 15 kV doble barra. Conexión de barras	3

10.2.8 AMPLIACIÓN EN S/E ISLA DE MAIPO (RTR ATMT)

10.2.8.1 Situación existente

La subestación Isla de Maipo, de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 311 m.s.n.m, en la región Metropolitana, comuna de Talagante y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 321372.96 m Este, 6268299.72 m Sur.

Figura 10.63: Ubicación de S/E Isla de Maipo.



La subestación Isla de Maipo actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 66/12 kV de 25 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 66/12 kV de 11,2 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 3, 66/23 kV, de 30 MVA de capacidad máxima.

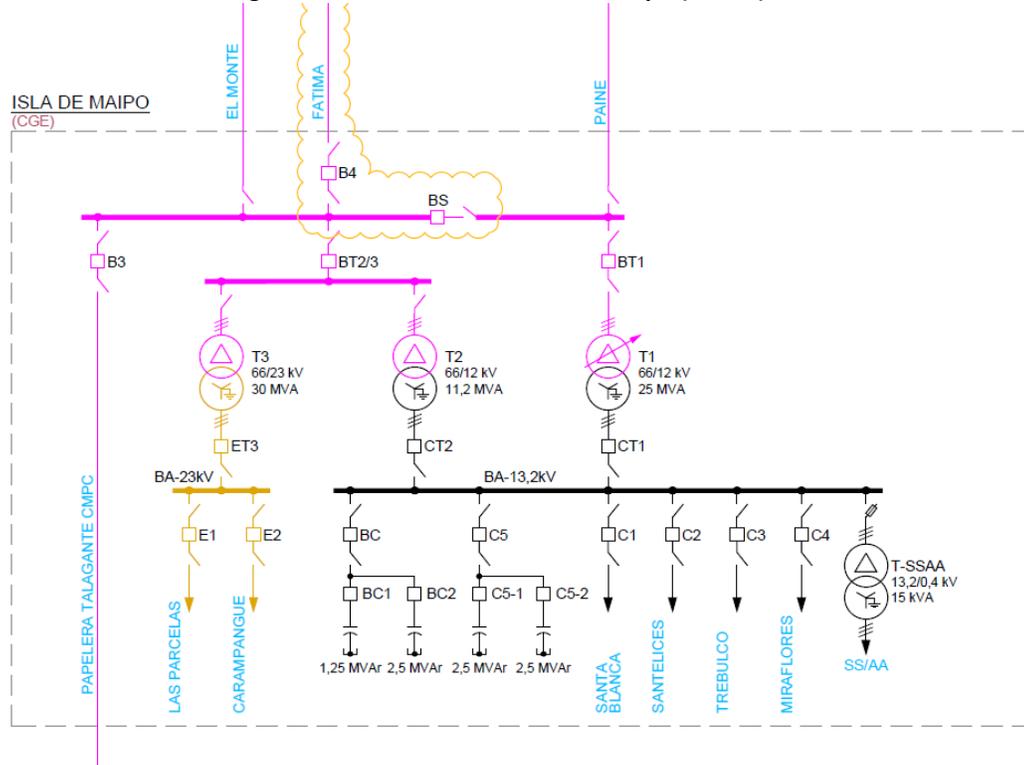
Cabe destacar que los equipos N° 2 y N° 3 se conectan a su vez a una barra auxiliar en 66 kV, compartiendo de esta forma el paño de transformación en dicho nivel de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Isla de Maipo – Papelera Talagante, 1x66 kV Fátima – Isla de Maipo, 1x66 kV El Monte – Isla de Maipo y 1x66 kV Paine – Isla de Maipo. Para los paños de las dos últimas líneas mencionadas, no existe interruptor en S/E Isla de Maipo.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se distinguen un patio en 12 kV en configuración barra simple al cual se conectan los transformadores N° 1 y N° 2, y un patio de 23 kV en configuración barra simple al cual se conecta el transformador N° 3.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Isla de Maipo.

Figura 10.64: Unilineal S/E Isla de Maipo (Actual).



Se debe señalar que la información técnica de la subestación Isla de Maipo con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

10.2.8.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador N° 2 66/12 kV de 11,2 MVA de capacidad e instalación de nuevo transformador 66/12 kV de 30 MVA de capacidad.
- Construcción de paño de transformación en 66 kV para el nuevo equipo y conexión a una de las secciones de la barra principal de 66 kV.
- Completar los paños de llegada a la subestación de las líneas 1x66 kV Paine – Isla de Maipo y El Monte – Isla de Maipo.
- Ampliación de barra de 12 kV de manera de permitir la instalación de, al menos dos nuevos paños para alimentadores.
- Construcción de nuevos paños para alimentadores en 12 kV y paño seccionador de la barra de 12 kV.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para realizar el reemplazo del transformador junto con sus paños y las ampliaciones requeridas.

Dado que no se cuenta con planos de planta de la situación actual de la subestación Isla de Maipo, la necesidad de obras adicionales y/o provisorias que puedan ser requeridas para la ejecución de la obra deberá ser evaluada en etapas más avanzadas de la ingeniería conceptual y básica del proyecto.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir el seccionamiento de la barra y su extensión.

- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

10.2.8.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.8.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Isla de Maipo se consideró lo siguiente.

Tabla 78: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/12 kV, 30 MVA	1
2	Transformador de potencial 66 kV	6
3	Transformador de corriente 12 kV	6
4	Transformador de corriente 66 kV	9
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	3
8	Reconectador alimentador 12 kV	2
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	5
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	3

10.2.9 AMPLIACIÓN EN S/E PUNTA DE CORTÉS (NTR ATAT)

10.2.9.1 Situación existente

La subestación Punta de Cortés de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 440 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Rancagua y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 330453,00 m Este, 6215970,00 m Sur.

Figura 10.65: Ubicación de S/E Punta de Cortés.



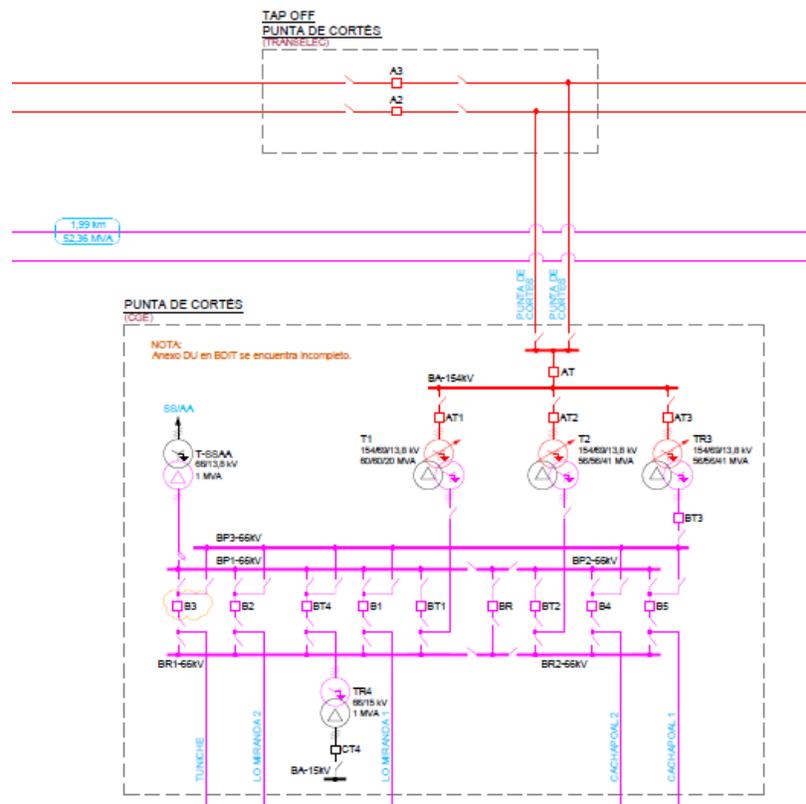
La subestación Punta de Cortés, actualmente cuenta con patios de 154 kV y 66 kV, en configuración barra simple, y barra principal seccionada con barra de transferencia, respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, la S/E presenta una importante cantidad de obras en ejecución que permitirán que el patio de 154 kV (de estándar 220 kV) logre una configuración interruptor y medio a mediados de 2021 (“Ampliación de Punta de Cortés” del Decreto Exento N° 418 de 2017). Adicionalmente, existe en ejecución una obra mediante la cual se construirá un segundo patio de 220 kV (“Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV a Punta de Cortés – Nueva Tuniche” del Decreto Exento N° 293 de 2018), también en configuración interruptor y medio para la conexión de la obra nueva línea 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche, y un nuevo banco de autotransformadores de 220/154 kV, con una capacidad total de 300 MVA.

El futuro patio de 154 kV (construido en estándar 220 kV), considerando las obras actualmente en ejecución, poseerá configuración en interruptor y medio, y a ella se conectará las líneas 2x154 kV Alto Jahuel – Punta de Cortés, 2x154 kV Punta de Cortés – Tinguiririca y 3 transformadores 154/66 kV de 60, 56 y 56 MVA, respectivamente.

En lo que respecta al patio de 66 kV, la subestación actualmente posee 3 barras principales, conectadas en una configuración barra principal seccionada con barra de transferencia, a la cual se conectan las líneas 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, 2x66 kV Punta de Cortés – Lo Miranda y 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal, además de los tres transformadores 154/66 kV previamente mencionados. Finalmente, también considera un transformador 66/15 kV de 30 MVA, que llega a un patio de media tensión con una barra simple en 15 kV.

A continuación, se presenta un diagrama unilíneal de la condición actual de S/E Punta de Cortés.

Figura 10.66: Diagrama Unilíneal zona S/E Punta de Cortés 154 kV - 66 kV (Existente).



A continuación, se presenta el listado de obras de transmisión en ejecución en la zona, con una breve reseña de cada una de ellas (*en cursiva*):

- Ampliación en S/E Punta de Cortés (D418/2017) – *Nuevo Patio 220 kV (energizado en 154 kV) para eliminar la conexión en derivación existente.*

- Seccionamiento de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés (D418/2017) – *Conexión de tramos de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tap Punta de Cortés y 2x154 kV Tap Punta de Cortés – Tinguiririca en el nuevo Patio 220 kV.*
- Ampliación en S/E Punta de Cortés para Interconexión de Línea 2x220 kV a Punta de Cortés – Nueva Tuniche (D293/2018) – *Construcción de un Nuevo Patio 220 kV utilizado para la conexión del resto de obras del D293.*
- Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche: Incorporación de Paños de Línea (D293/2018) – *Incorporación de Paños a la Línea existente 2x220 kV Punta de Cortés – Nueva Tuniche, de Transelec.*
- Nuevo Transformador S/E Punta de Cortés (D293/2018) – *Nuevo Transformador 220/154 kV 300 MVA.*
- Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV (D4/2019) – *Línea 2x220 kV 400 MVA por circuito que une las subestaciones Nueva Tuniche y Candelaria.*

Como se observa, la gran mayoría de obras ocurre en los patios de 220 kV, los que se encuentran separados de la ubicación de las obras del presente proyecto. Sin embargo, es preciso mencionar que el proyecto propuesto utilizará parte del espacio utilizado por el antiguo Tap Punta de Cortés para la instalación de la nueva unidad de transformación 154/66 kV 75 MVA propuesta, aunque se estima que dicho proyecto entrará en operación a mediados de 2021. Con todo, en caso de requerirlo, el adjudicatario tendrá que efectuar las coordinaciones y gestiones correspondientes tendientes al fiel desarrollo del proyecto, con los distintos propietarios y adjudicatarios de las instalaciones de la zona.

La presente propuesta de ampliación en S/E Punta de Cortés, se basa en la presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en su Propuesta de Expansión para el año 2020.

10.2.9.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

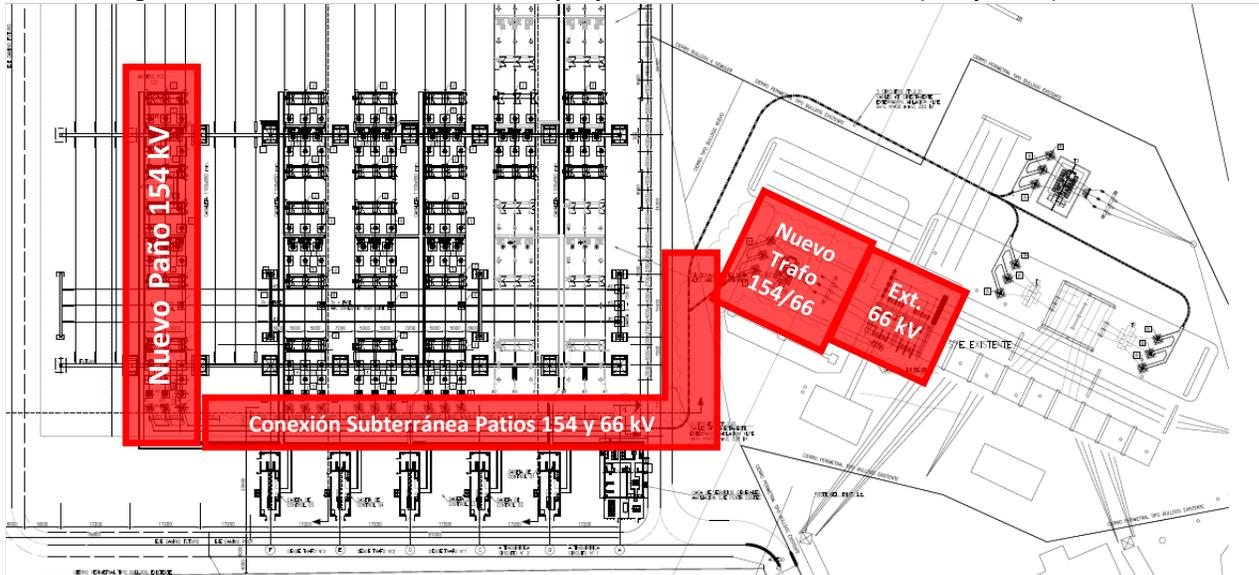
- Instalación de un nuevo transformador 220-154/66 kV, 75 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Construcción de paños de transformación en ambos niveles de tensión 154 y 66 kV. Los equipos deberán poseer estándar 220 kV.
- Ampliación de las secciones de barras BP1 y BP3 en al menos dos posiciones, para permitir la conexión del nuevo transformador.
- Conexión del transformador en 66 kV a las secciones BP1 y BP3 del patio de 66 kV.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con sus respectivos paños de alta y media tensión que se conecte a las secciones BP1 y BP3 de las barras de 66 kV. En efecto, el espacio físico anteriormente

utilizado por el Tap Punta de Cortés, permite la instalación del nuevo transformador y ejecutar adecuadamente la conexión con las barras BP1 y BP3 de 66 kV. La instalación del nuevo equipamiento de transformación en la Subestación Punta de Cortés deberá ejecutarse mediante una secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 10.67: Identificación del área del proyecto en S/E Punta de Cortés (154 y 66 kV).



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de tramo subterráneo para permitir la conexión del nuevo equipamiento de transformación a la media diagonal correspondiente en 154 kV, y conexión vía mufas.
- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de foso recolector de aceite, o conexión al existente, según corresponda.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección, control y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.

-
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Modificación de los cierres perimetrales interiores de la subestación según corresponda.
 - Movimientos de tierra y nivelación de terrenos, según corresponda.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Desplazamiento de otro equipamiento en la subestación para la ampliación de las barras de 66 kV (Ej. Transformador de SSAA).

10.2.9.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas en S/E Punta de Cortés sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir. En particular, la instalación del transformador se puede ejecutar en el espacio anteriormente utilizado por el Tap Punta de Cortés 154 kV, el cual a la fecha de ejecución de la obra debiese estar disponible en virtud de los plazos manejados para la ejecución de las obras “Ampliación en S/E Punta de Cortés” y “Seccionamiento de Línea 2x154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés”, del Decreto Exento N° 418 de 2017.

Es preciso mencionar que no se observan mayores interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente. En particular, cabe indicarse que se observa que para la extensión de las barras de 66 kV, el transformador de SSAA, deberá desplazarse a una nueva posición acorde al alcance del proyecto.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.9.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Punta de Cortés, se consideró lo siguiente.

Tabla 79: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 220(154)/66 kV 75 MVA	1
2	Interruptor 220 (154) kV	2
3	Interruptor 66 kV	2
4	Mufa para Cable de Poder XLPE 220 kV	6
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt	3
6	Desconectador 3F 220 kV c/cpt	1
7	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo	3
8	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	5
9	Transformador de Corriente 220 kV	12
10	Transformador de Corriente 66 kV	6
11	Transformador de Potencial 66 kV	3
12	Pararrayos 220 kV	6
13	Pararrayos 66 kV	3

10.2.10 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV PUNTA DE CORTÉS – TUNICHE, TRAMO PUNTA DE CORTÉS – PUENTE ALTA

10.2.10.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, es de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. y se extiende a lo largo de la comuna de Rancagua, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Tiene una longitud aproximada de 12,8 km y posee conductores Cu 2 AWG 7H y AAAC Butte, con un conductor por fase. En particular, el segmento de interés corresponde al comprendido entre la S/E Punta de Cortés y la Estructura Puente Alta, que posee 4,83 km de conductor Cu 2 AWG 7H, con una capacidad del tramo de 23 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

Figura 10.68: Ubicación de Línea Punta de Cortés - Tuniche.



Cabe señalar que la información técnica de la línea Punta de Cortés – Tuniche, con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual del tramo, necesario para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión. En atención a lo anterior, y a partir de lo visualizado en el sistema de información geográfico Google Earth, se estimaron para el tramo de interés (Punta de Cortés – Est. Puente Alta) alrededor de 54 estructuras, 50 de Postes de hormigón armado de suspensión y 4 torres de anclaje.

Figura 10.69: Estructuras típicas del trazado



10.2.10.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

-
- Reemplazo de un tramo de línea de 4,83 km con conductor Cu 2 AWG (23 MVA) por un conductor de, al menos, 46 MVA a 35° C de T° ambiente con sol (AAAC Butte).
 - Reemplazo de equipamiento serie de la línea de manera de permitir las nuevas transferencias por el tramo, según corresponda.

La subestación Tuniche se abastece de manera radial desde la subestación Punta de Cortés a través de la línea que se pretende reforzar en el tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta, por lo tanto, la obra deberá ejecutarse siguiendo una secuencia constructiva tal que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales, ya sea mediante la construcción de instalaciones provisionales o variantes, utilización de generación de respaldo local o trabajos con línea energizada, según se determine en el proceso de licitación.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor Cu 2 AWG 7H de la línea 1x66 kV Punta de Cortés – Tuniche, en el segmento comprendido entre Punta de Cortés y Tuniche, junto con todas las cadenas de cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo y/o reemplazo de postes y torres de transmisión del tramo de transmisión comprendido entre la Subestación Punta de Cortés y la estructura denominada “Puente Alta”, según corresponda.

10.2.10.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución del aumento de capacidad del tramo identificado, para lo cual se requerirá de la utilización de una secuencia constructiva adecuada de manera de afectar lo mínimo posible los consumos regulados conectados en S/E Tuniche. En efecto, la programación de instalación del conductor, deberá realizarse considerando las necesidades de operación que pueden presentarse y/o las contingencias en el sistema, que deben ser verificadas con el Coordinador.

No se visualizan interferencias con otras obras en ejecución actualmente en el sector.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación. Sin perjuicio de lo anterior, el proyecto deberá considerar, de corresponder, la tramitación de las respectivas servidumbres y los eventuales cambios en la franja de seguridad y de servidumbre que se vislumbren producto de la ejecución del aumento de capacidad de la línea Punta de Cortés – Tuniche en el tramo de interés.

10.2.10.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación correspondiente al Aumento de Capacidad del tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta 1x66 kV, se consideró lo siguiente.

Tabla 80: Materiales principales para el Aumento de Capacidad del Tramo Punta de Cortés – Est. Puente Alta 1x66 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT. ²⁶
1	Conductor AAAC Butte (metros)	14.490
2	Torre de Anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. Por fase (90°) (Refuerzo)	2
3	Torre de Anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. Por fase (30°) (Refuerzo)	2
4	Poste H.A. 11,5 600 Kg Ruptura – Suspensión (Refuerzo)	23

10.2.11 AMPLIACIÓN EN S/E REGULADORA RAPEL (NTR ATMT)

10.2.11.1 Situación existente

La subestación Reguladora Rapel de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 190 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Litueche y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 261450,25 m Este, 6230477,70 m norte.

Figura 10.70: Ubicación de S/E Reguladora Rapel.



²⁶ Se ha considerado el refuerzo de aproximadamente la mitad de las estructuras del tramo.

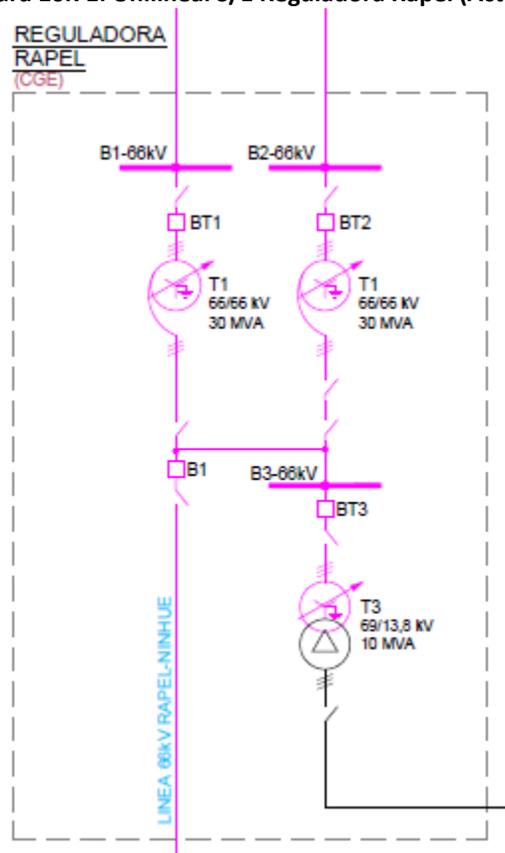
La subestación Reguladora Rapel es una subestación con tecnología AIS o Air Insulated Substation y actualmente cuenta con dos niveles de tensión, 66 kV y 13,8 kV. La subestación cuenta con 3 transformadores: T1 66/66 kV de 30 MVA, T2 66/66 kV de 30 MVA y T3 69/13,8 kV de 10 MVA. El nivel de tensión de 66 kV posee 3 barras simples. A cada una de las barras 1 y 2, está conectado un transformador, T1 y T2. A la barra 3, se conecta el transformador T3. Todos los transformadores están conectados a sus respectivas barras mediante interruptores y desconectores con sus respectivos equipos de protección y medida.

La salida del transformador T3, en 13,8 kV se conecta mediante un enlace a la subestación Quelentaro la cual considera un patio de media tensión en 13,8 kV en barra simple a la cual están conectados dos alimentadores Los Quillayes y Litueche.

La barra 1 de la subestación Reguladora Rapel se alimenta desde el paño B4 de la subestación Rapel y la barra 2 desde el paño B5. A la salida del transformador T1 está conectado el paño de la línea 1x66 kV Rapel – Ninhue.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Reguladora Rapel.

Figura 10.71: Unilineal S/E Reguladora Rapel (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación Reguladora Rapel con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Reguladora Rapel cuenta con espacio disponible en terreno aledaño para la instalación de un nuevo transformador de 10 MVA 66/13,8 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

10.2.11.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra 3 de 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente. La posición se utilizará para la conexión del nuevo transformador.
- Instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV 10 MVA con CTBC.
- Construcción de una nueva barra tipo parrón en 13,8 kV, que permita la conexión de 2 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del transformador a la barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Figura 10.72: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Reguladora Rapel.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).

-
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
 - Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales.

10.2.11.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

La subestación no cuenta con terreno para los requerimientos de la obra a construir, de esta forma, es necesario contemplar la compra de terreno aledaño.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

10.2.11.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Reguladora Rapel se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 81: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/13,8 kV 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Corriente 15 kV	6
4	Transformador de Corriente 66 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	1
8	Reconectador alimentador 15 kV	2
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	6
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	2

10.2.12 AMPLIACIÓN EN S/E LAS CABRAS (NTR ATMT)

10.2.12.1 Situación existente

La subestación Las Cabras de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 140 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Peumo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 288645,54 m Este, 6202618,49 m Sur.

Figura 10.73: Ubicación de S/E Las Cabras.

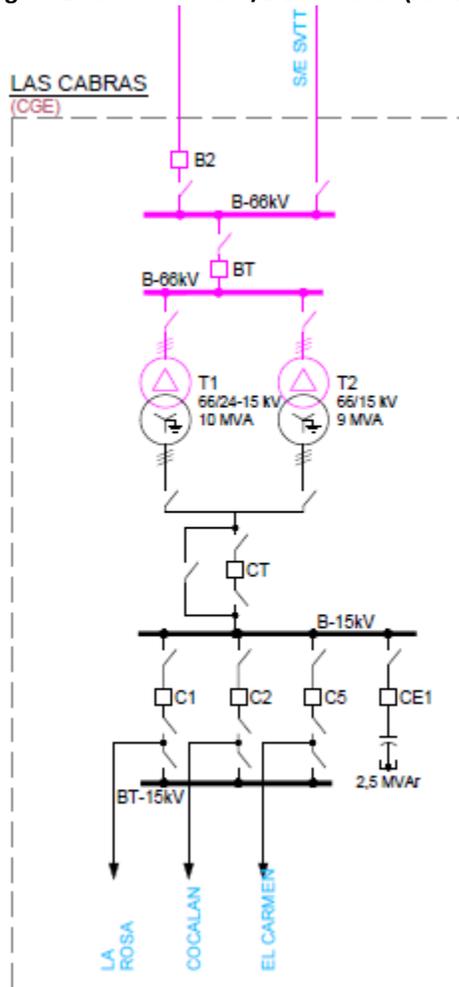


La subestación Las Cabras, actualmente tiene un patio de 66 kV con una barra principal y una barra auxiliar, ambas en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el T1 66/24-15 kV, de 10 MVA de capacidad máxima y el T2 66/15 kV, de 9 MVA de capacidad máxima conectados a la barra auxiliar. La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional de manera radial mediante la línea de transmisión 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras y de esta subestación se abastece la línea radial 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, las cuales se conectan a la barra principal del patio de 66 kV. Cabe señalar que, la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras no posee interruptor de poder en el paño de línea en el extremo de subestación Las Cabras.

Además, en cuanto al patio de media tensión, este posee una barra principal, del tipo barra simple, para la conexión de los transformadores, y una barra auxiliar inmediatamente después del paño de transformación, del tipo barra simple, para la conexión de los alimentadores.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Las Cabras.

Figura 10.74: Unilineal S/E Las Cabras (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación Las Cabras con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Las Cabras cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo transformador de 20 MVA 66/15 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

10.2.12.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal en 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.

-
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 20 MVA con CDBC.
 - Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
 - Completar el paño de línea perteneciente a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras en el extremo de la subestación Las Cabras.
 - Ampliación de la barra principal de 15 kV mediante la construcción de una nueva sección de barra, resultando una configuración de barra simple seccionada, contemplándose, al menos, cuatro paños para alimentadores, un paño de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador.
 - Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar el paño de línea perteneciente a la línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales.

Figura 10.75: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E Las Cabras.



Adicionalmente, en base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV).
- Construcción de cámaras de hormigón.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes, de ser necesario.

10.2.12.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.12.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Las Cabras se consideró lo siguiente.

Tabla 82: Listado de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV, 20 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	6
4	Transformador de Corriente 15 kV	12
5	Transformador de Corriente 66 kV	6
6	Pararrayos 66 kV	6
7	Interruptor 23 kV, Tipo Doghouse	2
8	Interruptor 66 kV,	2
9	Reconectador alimentador 15 kV	4
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	10
11	Desconectador 3F 15 kV c/cpt	2
12	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	3
13	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	1

10.2.13 AMPLIACIÓN EN S/E ROSARIO 66 KV (BS)

10.2.13.1 Situación existente

La subestación Rosario, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 346 m.s.n.m, en la región del Libertador Bernardo O'Higgins, comuna de Rengo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 332088.45 m Este, 6197781.59 m Sur.

Figura 10.76: Ubicación de S/E Rosario



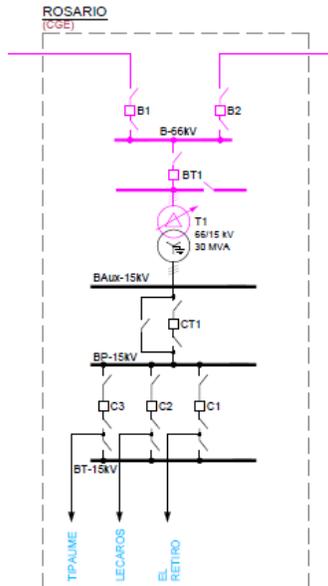
La subestación Rosario actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 66/15 kV y 30 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Rosario y 1x66 kV Rosario – Tap Off Rengo.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio de 15 kV en configuración barra principal y barra auxiliar, con paños asociados al transformador y 3 alimentadores.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Rosario.

Figura 10.77: Unilineal S/E Rosario (Actual).



10.2.13.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal de 66 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, de manera de permitir la conexión de dos nuevos paños.

Dada la situación actual en S/E Rosario, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, realizando la ampliación de la barra en estructuras de tipo parrón según el estándar actual del patio de 66 kV de la subestación.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rosario se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.78: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Rosario.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 66 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los marcos de barra tipo parrón que se instalarán.
- Montaje de marcos de barra tipo parrón.
- Instalación de conductor de barra para la ampliación, con sus respectivas cadenas de aisladores, ferretería y otros accesorios.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

10.2.13.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.13.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Rosario se consideró lo siguiente.

Tabla 83: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pedestal de barra tipo parrón, 66 kV	4
2	Viga de barra tipo parrón, 66 kV	12

10.2.14 AMPLIACIÓN EN S/E MARCHIGÜE (NTR ATMT)

10.2.14.1 Situación existente

La subestación Marchigüe de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 153 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de Marchigüe y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 2558819,74 m Este, 6190170.,40 m Sur.

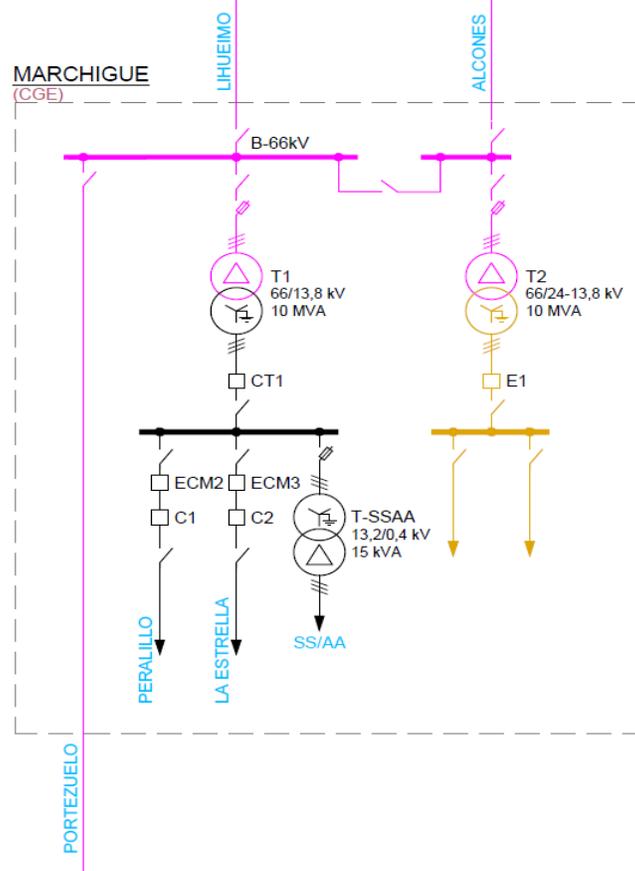
Figura 10.79: Ubicación de S/E Marchigüe.



La subestación Marchigüe, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el T1 66/13,8 kV, de 10 MVA de capacidad máxima y el T2 66/24-13,8 kV, de 10 MVA de capacidad máxima. La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Portezuelo – Marchigüe, 1x66 kV Lihueimo – Marchigüe y 1x66 kV Marchigüe – Alcones. Cabe señalar que ninguna de las líneas antes mencionadas posee interruptor de poder en los paños de líneas que se conectan en la subestación Marchigüe. Además, en cuanto al patio de media tensión, posee dos estructuras tipo parrón con barra simple, uno para las instalaciones de 23 kV y otro para las instalaciones de 13,8 kV.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Marchigüe.

Figura 10.80: Unilineal S/E Marchigüe (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación Marchigüe con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Marchigüe cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo transformador de 10 MVA 66/24-13,8 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 10.81: Imagen frontal de la S/E Marchigüe.



10.2.14.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/24-13,8 kV 10 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
- Completar los paños de llegada a la subestación de las líneas 1x66 Portezuelo – Marchigüe, 1x66 kV Marchigüe – Lihueimo y 1x66 kV Alcones – Marchigüe.
- Completar los paños de conexión de los transformadores de poder existentes a la barra de 66 kV existente.
- Construcción de una nueva barra tipo parrón en 13,8 kV, en configuración barra simple, que permita la conexión de 2 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador de barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisorias durante el período de construcción.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de

Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.14.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.14.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Marchigüe se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 84: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/23 kV, 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	9
3	Transformador de Corriente 66 kV	18
4	Pararrayos 23 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	9
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	6
8	Reconectador alimentador 15 kV	2
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	6
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	5

10.2.15 AMPLIACIÓN EN S/E LA RONDA (NTR ATMT)

10.2.15.1 Situación existente

La subestación La Ronda de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 326 m.s.n.m, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, comuna de San Fernando y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 320251,23 m Este, 6174256,36 m Sur.

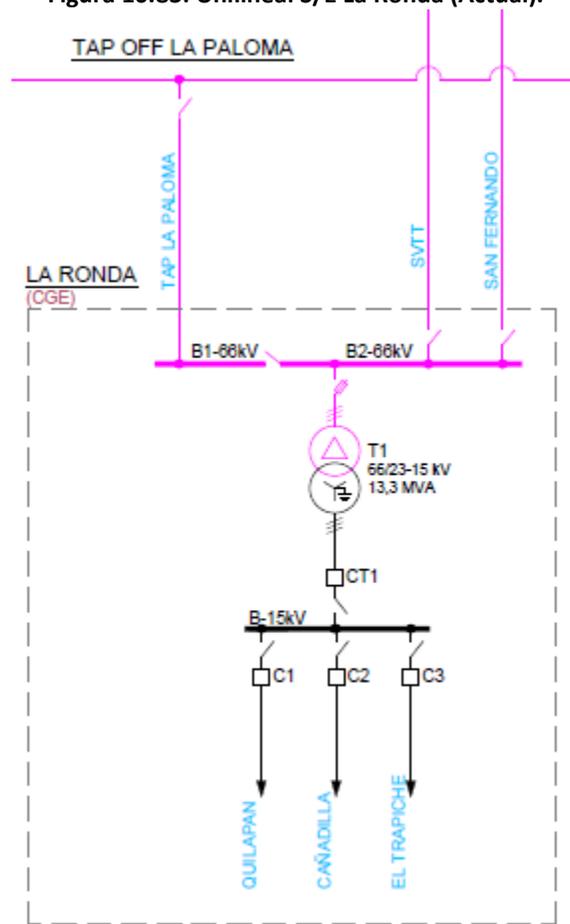
Figura 10.82: Ubicación de S/E La Ronda.



La subestación La Ronda, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple seccionada y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder, el T1 66/23-15 kV, de 13,3 MVA de capacidad máxima. La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV San Fernando – La Ronda, 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua y 1x66 kV Tap La Paloma – La Ronda. Cabe señalar que ninguna de las líneas antes mencionadas posee interruptor de poder en los paños de líneas que se conectan en la subestación La Ronda. Además, en cuanto al nivel de media tensión, posee una estructura tipo barra simple, a partir del cual se desprenden tres alimentadores en 15 kV.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E La Ronda.

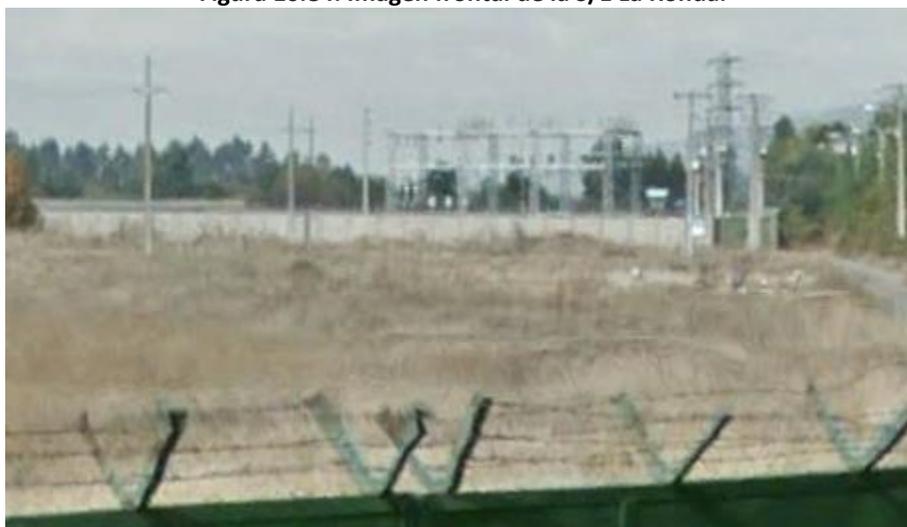
Figura 10.83: Unilineal S/E La Ronda (Actual).



Cabe señalar que la información técnica de la subestación La Ronda con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación La Ronda cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo transformador de 15 MVA 66/15 kV, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 10.84: Imagen frontal de la S/E La Ronda.



10.2.15.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la segunda sección de la barra en 66 kV, en configuración barra simple seccionada, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 15 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión, así como también completar los paños de las líneas 1x66 kV San Fernando – La Ronda y 1x66 kV La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua, y la construcción de un nuevo paño de línea 1x66 kV La Ronda – Tap Las Paloma.
- Completar el paño de alta tensión del transformador existente TR1, en la primera sección de la barra 66 kV.
- Construcción de nuevo patio MT con barra de tipo parrón de 15 kV, en configuración barra simple, que permita la conexión de 3 nuevos paños de alimentadores, más una posición de entrada del nuevo transformador a la barra.
- Construcción de una nueva sala de control.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, resulta factible utilizar el espacio disponible dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con sus respectivos paños de alta y media tensión, y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de

Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar el paño de alta tensión del transformador existente al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados. Asimismo, se considera en el alcance de la obra la normalización o construcción de los paños de las líneas que se conectan en la subestación.

En consecuencia, se propone la instalación de los nuevos equipamientos en la zona identificada en la siguiente imagen.

Figura 10.85: Identificación del área donde se ejecutará el proyecto en S/E La Ronda.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones, tanto en el patio de alta tensión (66 kV) y en el de media tensión (15 kV).

- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.

10.2.15.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.15.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación La Ronda se consideró lo siguiente.

Tabla 85: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV 15 MVA	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	9

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
3	Transformador de Corriente 15 kV	9
4	Transformador de Corriente 66 kV	15
5	Pararrayos 15 kV	3
6	Pararrayos 66 kV	12
7	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	5
9	Reconectador alimentador 15 kV	3
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	8
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	8
12	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	1

10.2.16 AMPLIACIÓN EN S/E PARRONAL (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LOS MAQUIS – HUALAÑÉ

10.2.16.1 Situación existente

La subestación Parronal de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 73 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Hualañé y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 253161,06 m Este, 6118110,78 m Sur.

Figura 10.86: Ubicación de S/E Parronal.



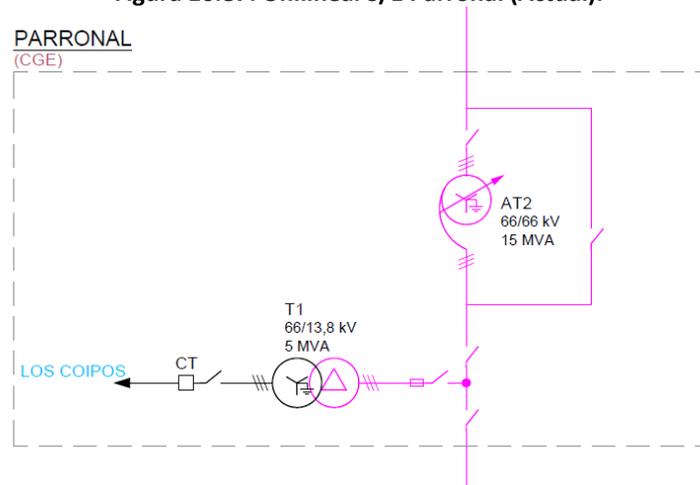
La subestación Parronal, actualmente está conformada por un transformador regulador AT2 66/66 kV 15 MVA a la entrada de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé a la subestación, un transformador de retiro T1 66/13,8 kV de 5 MVA de capacidad máxima,

conectado en derivación a línea antes indicada, y un transformador 66/13,2 kV de 2 MVA de capacidad en reserva en frío. Además, la subestación cuenta con un patio de media tensión de 13,8 kV construido mediante un parrón de media tensión al cual se conecta solo un alimentador.

Es importante indicar además que la conexión en derivación a la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis – Hualañé del Sistema Eléctrico Nacional, no posee interruptores de poder en 66 kV en el paño de Alta tensión del transformador, ni en los paños de línea.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Parronal.

Figura 10.87: Unilineal S/E Parronal (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Parronal con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Parronal cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación de 15 MVA 66/13,8 kV con CDBC, una nueva barra de 66 kV, el seccionamiento de la línea, y las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 10.88: Imagen de la S/E Parronal desde la Ruta J-60.



10.2.16.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de nueva barra 66 kV, en configuración barra simple, para a lo menos 4 posiciones, de a lo menos 100 MVA.
- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 15 MVA con CDBC.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé en la nueva barra de subestación Parronal, a continuación del transformador regulador existente.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
- Completar los paños de llegada asociados al seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Maquis (CGE) – Hualañé.
- Ampliación de la barra en 13,8 kV, en configuración barra simple, que permita la conexión de al menos 3 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del nuevo transformador a la barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.
- Retiro de Transformador 66/13,2 kV, 2 MVA de reserva en frío.
- Adecuaciones de la acometida de la línea a la nueva barra de 66 kV.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la construcción de la nueva barra en 66 kV, el seccionamiento de la línea indicada, la instalación de un nuevo transformador, con sus respectivos paños de transformación y una nueva barra de media tensión, mediante el uso de variantes provisionarias, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico.

Figura 10.89: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Parronal.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones, tanto de los patios de alta tensión (66 kV) y de media tensión (13,8 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.

- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.16.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.16.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Parronal se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 86: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,8 kV 15 MVA CDBC	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	9
3	Transformador de Corriente 15 kV	9
4	Transformador de Corriente 66 kV	12
5	Pararrayos 66 kV	9
6	Mufa para Cable de Poder XLPE 15 kV	6
7	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	4
9	Reconectador alimentador 15 kV	3

N°	EQUIPO	CANT.
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	8
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	4
12	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	2

10.2.17 AMPLIACIÓN EN S/E RAUQUÉN (BS)

10.2.17.1 Situación existente

La subestación Rauquén, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 256 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Curicó y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 300538.21 m Este, 6130598.95m Sur.

Figura 10.90: Ubicación de S/E Rauquén



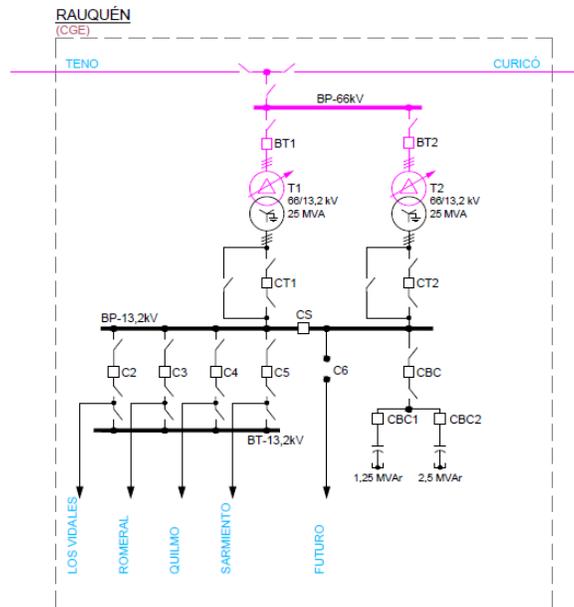
La subestación Rauquén actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder (Transformador N° 1 y N° 2) de razón de transformación 66/13,2 kV y 25 MVA de capacidad máxima cada uno. Ambos equipos cuentan con paños de conexión en sus respectivos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a la línea 1x66 kV Tenó – Curicó, conectándose a la mencionada línea mediante un arreglo de desconectadores.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio de 13,2 kV en configuración barra principal seccionada y barra auxiliar, con paños asociados a los transformadores, cuatro alimentadores y dos bancos de condensadores.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Rauquén.

Figura 10.91: Unilineal S/E Rauquén (Actual).



10.2.17.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal de 66 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, para permitir la conexión de dos nuevos paños.

A partir de lo que se puede ver en la imagen satelital de la S/E Rauquén, se infiere que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, realizando la ampliación de la barra en estructuras de tipo parrón según el estándar actual del patio de 66 kV de la subestación.

Sin embargo, se debe señalar que la información técnica de la subestación Rauquén con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Rauquén se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.92: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Rauquén.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 66 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los marcos de barra tipo parrón que se instalarán.
- Montaje de marcos de barra tipo parrón.
- Instalación de conductor de barra para la ampliación, con sus respectivas cadenas de aisladores, ferretería y otros accesorios.
- Reubicación de estructuras y equipos existentes en caso de interferir con el desarrollo de la obra.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

10.2.17.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.17.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Rauquén se consideró lo siguiente.

Tabla 87: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pedestal de barra tipo parrón, 66 kV	4
2	Viga de barra tipo parrón, 66 kV	12

10.2.18 AMPLIACIÓN EN S/E PANGUILEMO (NTR ATMT)

10.2.18.1 Situación existente

La subestación Panguilemo, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 122 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Talca y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 264360.39 m Este, 6083251.99 m Sur.

Figura 10.93: Ubicación de S/E Panguilemo.



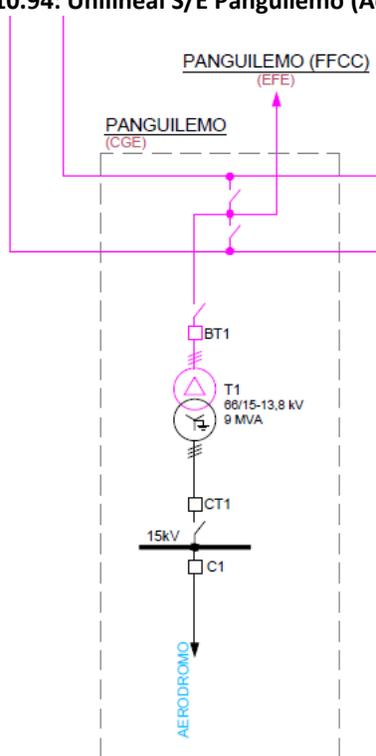
La subestación Panguilemo actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple con barra auxiliar y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 66/15 kV y 9 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off a ambos circuitos de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, conectándose a esta línea mediante un arreglo de desconectadores. A partir de dicha conexión en Tap Off también se conecta Panguilemo (FFCC).

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de unas estructuras de soporte que permiten la conexión en 15 kV del transformador existente y la salida de un alimentador, cuyo paño posee un reconectador de media tensión.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Panguilemo.

Figura 10.94: Unilineal S/E Panguilemo (Actual).



10.2.18.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 66/15 kV de 10 MVA de capacidad.
- Ampliación de la barra de 66 kV a la cual se conecta el transformador existente, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo.
- Instalación de los respectivos paños de conexión del transformador. En el caso de 66 kV el paño a instalar tendrá una configuración de tipo barra simple. El paño en 15 kV tendrá la misma configuración.
- Construcción de un patio en 15 kV en configuración barra simple para la conexión del nuevo equipo y espacio en barra para dos paños de alimentadores.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 15 kV en configuración barra simple.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Panguilemo, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ubicando el nuevo transformador contiguo al transformador N° 1 existente, realizando la conexión del equipo en el espacio que se

generará al ampliar la barra de 66 kV y construyendo la barra de media tensión correspondiente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Panguilemo se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.95: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Panguilemo.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de muro cortafuego entre el transformador N° 1 y el nuevo equipo.
- Construcción de foso recolector de aceite.
- Instalación de transformadores de potencial para la barra de 66 kV.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.

- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.18.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.18.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Panguilemo se consideró lo siguiente.

Tabla 88: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/15 kV 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	3
4	Transformador de Corriente 15 kV	6
5	Transformador de Corriente 66 kV	3
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	2
7	Interruptor 66 kV	1
8	Reconectador alimentador 15 kV	2
9	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	8
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	1

10.2.19 AMPLIACIÓN EN S/E LINARES 154 KV (BS)

10.2.19.1 Situación existente

La subestación Linares, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 150 m.s.n.m, en la región del Maule, comuna de Linares y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 262633.33 m Este, 6030010.47 m Sur.

Figura 10.96: Ubicación de S/E Linares



La subestación Linares actualmente cuenta con un patio de 154 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador de poder (Transformador N° 1) de razón de transformación 154/66 kV y 75 MVA de capacidad máxima. Este equipo cuenta con paños de conexión en ambos niveles de tensión.

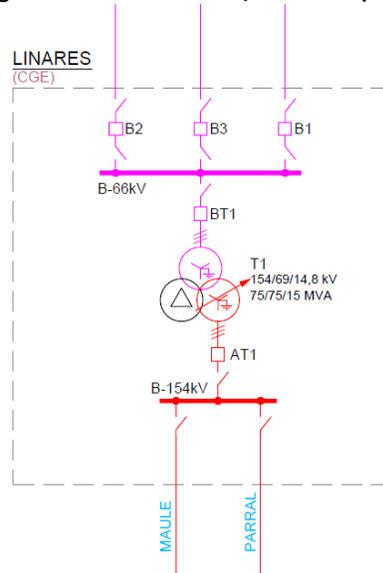
Adicionalmente, la subestación cuenta con un patio de 66 kV en la misma configuración y tecnología que el patio de 154 kV.

Por parte del nivel de tensión 154 kV, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a través de las líneas 1x154 kV Maule – Linares y 1x154 kV Linares – Parral.

Junto a lo expuesto anteriormente, cabe destacar que la subestación Linares se encuentra en proceso de ampliación según lo establecido en el Decreto Exento N° 198, de 2019, del Ministerio de Energía. El proyecto consignado en dicho decreto, indica la instalación de un nuevo equipo de transformación 154/66 kV de 75 MVA con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión, la construcción de paños de seccionamiento para la línea 1x154 kV Charrúa – Itahue y otras obras en el patio de 66 kV de la subestación Linares.

Dado lo anterior, a continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación actual de la S/E Linares, sin considerar las obras establecidas en el Decreto Exento N° 198.

Figura 10.97: Unilineal S/E Linares (Actual).



10.2.19.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra principal de 154 kV, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes, de manera de permitir la conexión de dos nuevos paños.

Dada la situación actual en S/E Linares, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno existente, realizando la ampliación de la barra hacia el sector sur de la subestación, considerando que parte del espacio disponible se utilizará para la obra de ampliación establecida en el Decreto Exento N° 198.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Linares se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.98: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Linares en rojo. En azul, área referencial intervenida por proyecto DE N°198



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 154 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión y adecuación de la malla de puesta a tierra existente en caso de ser requerido.
- Construcción de fundaciones asociadas a los marcos de barra que se instalarán.
- Montaje de marcos de barra.
- Instalación de conductor de barra para la ampliación, con sus respectivas cadenas de aisladores, ferretería y otros accesorios.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.

10.2.19.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.19.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Linares se consideró lo siguiente.

Tabla 89: Suministro y montaje de estructuras principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Pilar marco de barra, 154 kV	2
2	Viga marco barra, 154 kV	1

10.2.20 AMPLIACIÓN EN S/E HUALTE (NTR ATMT)

10.2.20.1 Situación existente

La subestación Hualte, de propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A., se ubica aproximadamente a 81 m.s.n.m, en la región del Ñuble, comuna de Ninhue y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 735582.34 m Este, 5965326.21 m Sur.

Figura 10.99: Ubicación de S/E Hualte.



La subestación Hualte actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres transformadores de poder, los cuales se enumeran a continuación:

- Transformador N° 1, 66/33-23 kV de 10 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 2, 66/13,8 kV de 2 MVA de capacidad máxima.
- Transformador N° 3, 66/13,8 kV de 2 MVA de capacidad máxima.

De los equipos mencionados, solo el transformador N° 1 posee un paño con interruptor para conectarse a la barra de 66 kV. Los dos equipos restantes se conectan a dicha barra mediante desconectores convencionales y desconectores fusible.

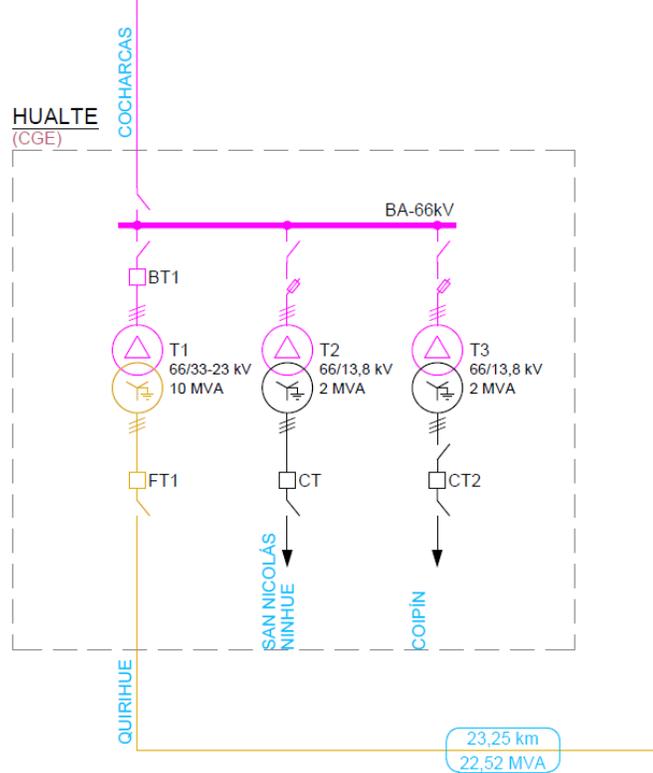
La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante la línea de transmisión 1x66 kV Cocharcas – Hualte la cual no posee interruptor en S/E Hualte. Adicionalmente, cabe señalar que la subestación Hualte también se encuentra conectada en 33 kV con la subestación Quirihue mediante la línea 1x33 kV Hualte – Quirihue, la cual se conecta al lado de 33 kV del transformador N° 1.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca que no existe una barra que agrupe los alimentadores en 13,8 kV que salen desde la subestación Hualte, conectándose

estos de manera independiente al transformador al que están asociados (equipos N° 2 y N° 3).

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Hualte.

Figura 10.100: Unilineal S/E Hualte (Actual).



10.2.20.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV de 10 MVA de capacidad.
- Instalación de los respectivos paños de conexión del transformador. En el caso de 66 kV el paño a instalar tendrá una configuración de tipo barra simple. El paño en 13,8 kV tendrá la misma configuración.
- Incorporación de nuevo paño de línea, en configuración barra simple, asociado al circuito proveniente desde S/E Cocharcas.
- Construcción de un patio en 13,8 kV en configuración barra simple para la conexión del nuevo equipo y espacio en barra para tres paños de alimentadores.
- Instalación de dos paños para alimentadores en 13,8 kV en configuración barra simple.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

- Ampliación de la barra, plataforma e instalaciones comunes del patio de 66 kV en una posición, para permitir la conexión del paño asociado a la nueva línea 1x66 kV Hualte – Itata.

Dada la situación actual en S/E Hualte, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, ubicando el nuevo transformador contiguo al transformador N° 1 existente, realizando la conexión del equipo en el espacio disponible en la barra de 66 kV y construyendo el patio de media tensión correspondiente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Hualte se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.101: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Hualte.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de muro cortafuego entre el transformador N° 1 y el nuevo equipo.
- Construcción de foso recolector de aceite.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.

- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Construcción o ampliación de sala de control.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.20.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.20.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Hualte se consideró lo siguiente.

Tabla 90: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,2 kV 10 MVA	1
2	Transformador de Potencial 15 kV	3
3	Transformador de Potencial 66 kV	3

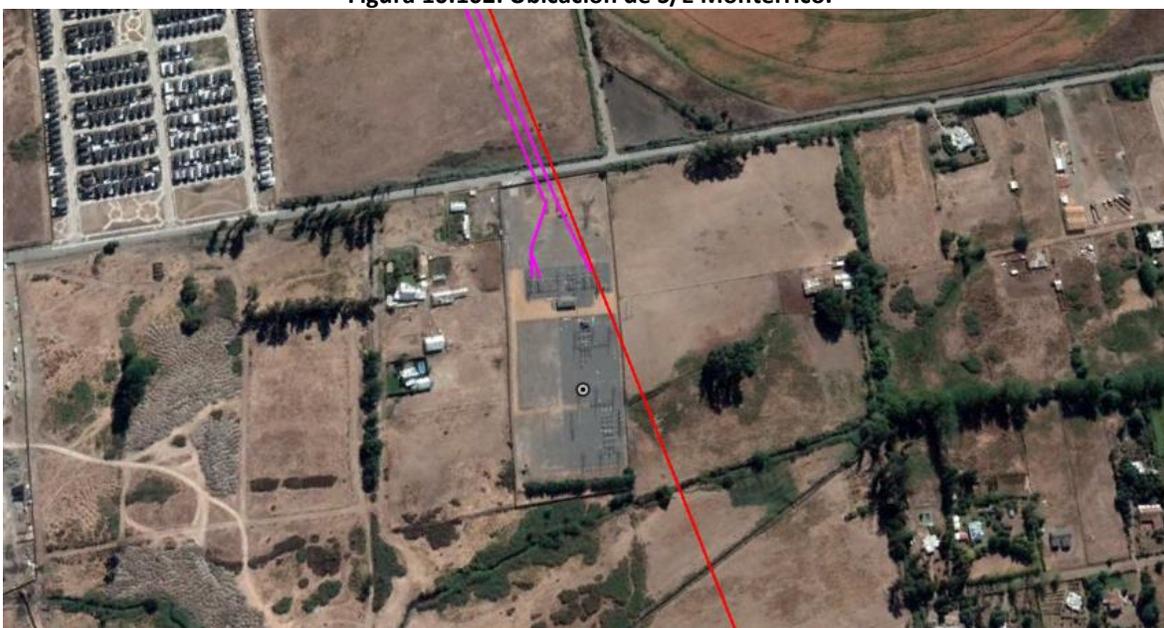
ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
4	Transformador de Corriente 15 kV	6
5	Transformador de Corriente 66 kV	6
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV	2
9	Reconectador alimentador 13,8 kV	2
10	Desconectador 3F 15 kV s/cpt	6
11	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	2

10.2.21 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO (NTR ATMT)

10.2.21.1 Situación existente

La subestación Monterrico de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 145 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Chillán y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 762772,43 m Este, 5944091,59 m Norte.

Figura 10.102: Ubicación de S/E Monterrico.



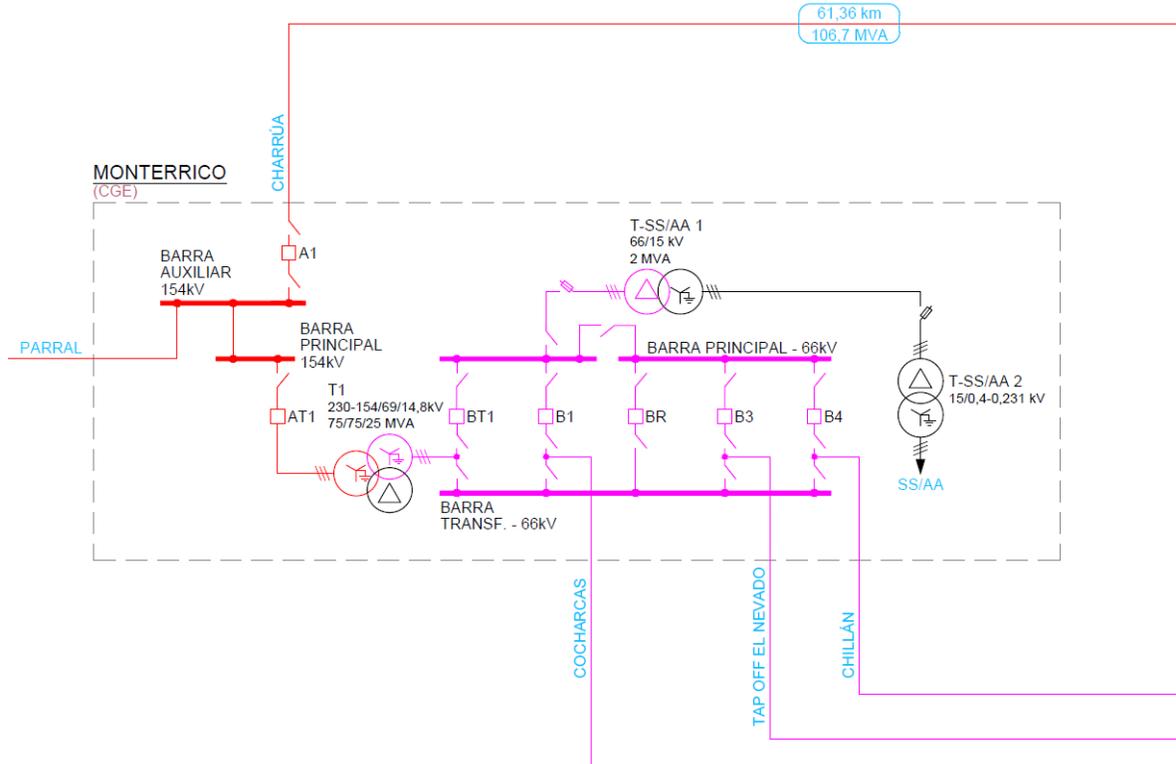
La subestación Monterrico, actualmente posee un patio de 154 kV con dos barras, barra principal y barra auxiliar, ambas en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, un transformador de poder con nivel de tensión 230-154/69/14,8 kV y de 75/75/25 MVA de capacidad máxima y un patio de 66 kV en configuración barra principal seccionada y barra de transferencia. Cabe destacar que, actualmente, la subestación no cuenta con un patio de media tensión.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x154 kV Charrúa – Monterrico, 1x154 kV Monterrico – Parral,

1x66 kV Monterrico – Cocharcas, 1x66 kV Monterrico – Tap Off El Nevado y 1x66 kV Monterrico – Chillán.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Monterrico.

Figura 10.103: Unilineal S/E Monterrico (Actual).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Monterrico con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la imagen satelital mostrada anteriormente, se estima que la subestación Monterrico cuenta con espacio disponible al interior para la instalación de un nuevo equipo de transformación de 66/13,8 kV y 30 MVA, las respectivas obras para llevar a cabo su conexión y las adecuaciones respectivas que se incorporan a la obra.

Figura 10.104: Imagen frontal de la S/E Monterrico.



Figura 10.105: Imagen satelital de la S/E Monterrico.



10.2.21.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple y barra de transferencia, para una nueva posición.
- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en ambos niveles tensión.
- Construcción de un nuevo patio en 13,8 kV, en configuración barra simple y barra auxiliar, que permita la conexión de al menos 4 nuevos paños de alimentadores, una posición de entrada del transformador a las barras, un paño de conexión para compensación capacitiva.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 10.106: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Monterrico.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (13,8 kV).

-
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.2.21.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.21.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Monterrico se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 91: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/13,8 kV, 30 MVA	1
2	Transformador de Potencial 13,8 kV	3
3	Transformador de Corriente 13,8 kV	18
4	Transformador de Corriente 66 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 13,8 kV, Tipo Doghouse	1
7	Interruptor 66 kV	1
8	Reconectador alimentador 13,8 kV	5
9	Desconectador 3F 13,8 kV s/cpt	14
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	2
11	Banco CCEE 13,8 kV - 15 MVAR, trifásico	1

10.2.22 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP EL NEVADO

10.2.22.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región del Ñuble, a una altura promedio de 135 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Santa Elvira hasta la estructura que conforma el denominado Tap El Nevado. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 10.107: Vista de trazado 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado



La línea tiene una longitud aproximada de 2 km, con un estimado de 21 estructuras de simple circuito, siendo el conductor actual de la línea un AAAC Butte. No se pudo determinar el número exacto de estructuras que se deben intervenir producto del proyecto, ya que no se encontraron datos del tramo en el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

10.2.22.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap El Nevado utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 90 MVA a 35°C con sol.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor AAAC Butte por un conductor que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 90 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio AAAC Greeley.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor AAAC Butte de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.
- Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.

10.2.22.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El tramo de línea que será intervenido se encuentra en una zona urbana, por lo que se ha considerado en esta ingeniería conceptual que el proyecto considera todas las medidas para realizar la obra de forma tal de no afectar la seguridad de las personas y de otras instalaciones.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se ha considerado como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar tramos del trazado mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

10.2.22.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 92: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio AAAC Greeley (metros)	6.442
2	Grampa y ferretería de anclaje	54
3	Grampa y ferretería de suspensión	45

10.2.23 AMPLIACIÓN EN S/E QUILMO II 66 KV (BS) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHILLÁN – TAP QUILMO

10.2.23.1 Situación existente

La subestación Quilmo II de propiedad de la Cooperativa Copelec se ubica aproximadamente a 129 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Chillán Viejo y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 759140,47 m Este, 5940597,37 m Norte.

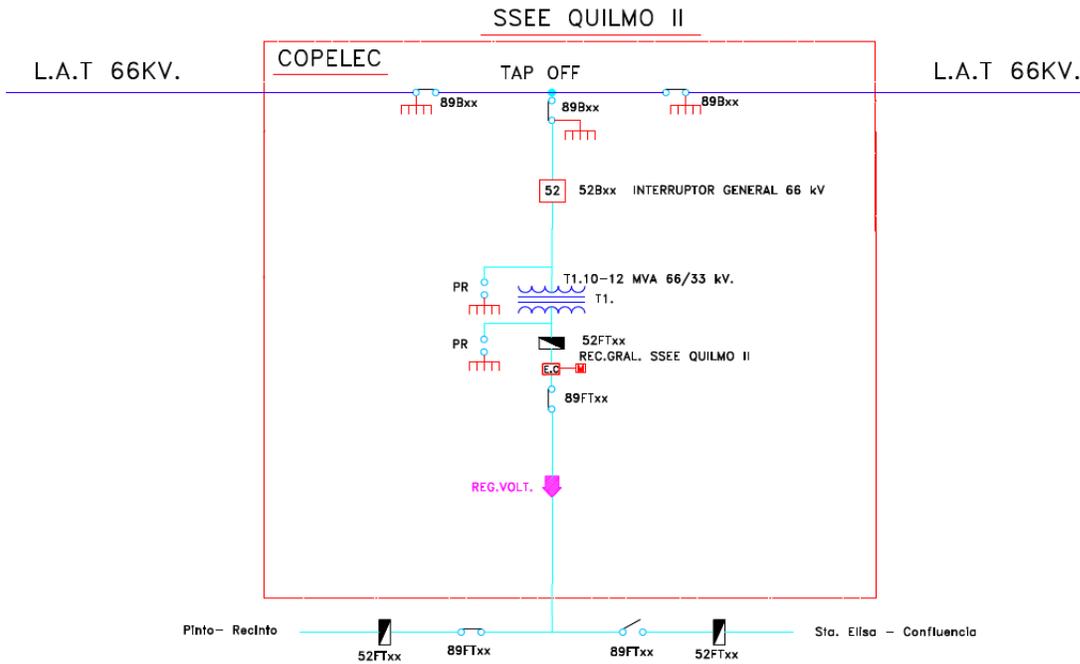
Figura 10.108: Ubicación de S/E Quilmo II.



La subestación Quilmo II, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con un transformador con nivel de tensión 66/33 kV y de 12 MVA de capacidad máxima. Además, la subestación cuenta con un patio de 33 kV, en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, al cual se conectan el transformador antes mencionado y dos alimentadores de 33 kV denominados Pinto-Recinto y Santa Elisa-Confluencia. Además, la subestación se encuentra conectada en derivación al Sistema Eléctrico Nacional mediante la línea de transmisión 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo.

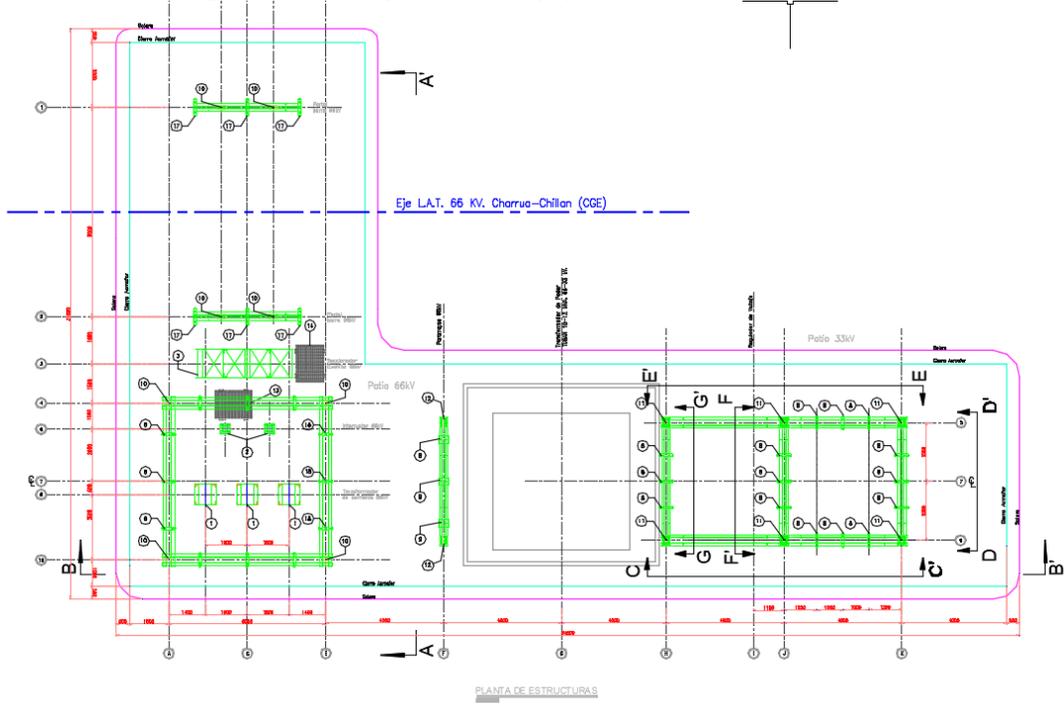
A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Quilmo II.

Figura 10.109: Unilínea S/E Quilmo II (Actual).



Además, se muestra a continuación el diagrama de planta con la disposición de los equipos principales.

Figura 10.110: Disposición de equipos de la Subestación Quilmo II.



El presente proyecto consiste en la ampliación de la barra simple e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación para permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, la nueva línea 1x66 kV Quilmo II – Santa Elisa, y al menos una posición para un futuro proyecto de transmisión de servicio público. Incluye además la construcción del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo en la subestación Quilmo II con sus respectivos paños de línea.

A partir de la imagen satelital mostrada anteriormente y el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, se estima que la subestación Quilmo II cuenta con espacio disponible al interior para la construcción e instalación de la obra antes mencionas.

10.2.23.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple, para permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo, la nueva línea 1x66 kV Quilmo II – Santa Elisa, y al menos una posición para un futuro proyecto de transmisión de servicio público.
- Construcción los paños de llegada a la subestación del seccionamiento de la línea 1x66 Chillán – Tap Quilmo.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de los nuevos paños de línea, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción. Para efectos de lo anterior, se propone una extensión de la barra de 66 kV en estructuras tipo parrón de 66 kV hacia el sur de la subestación, traslado de estructuras existentes al interior de la subestación u otras para permitir el seccionamiento de la línea 1x66 kV Chillán – Tap Quilmo en los extremos de la extensión de la barra, y dejar posiciones en barra y plataforma para la conexión de la nueva línea Quilmo II – Santa Elisa y proyectos de servicio público futuros.

Figura 10.111: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Quilmo II.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas para el seccionamiento al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

-
- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos elementos de transmisión.
 - Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
 - Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV).
 - Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
 - Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
 - Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
 - Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
 - Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
 - Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
 - Modificación de cercos perimetrales.

10.2.23.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimientos importantes de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.23.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la presente obra de ampliación se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 93: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	12
3	Pararrayos 66 kV	6
4	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
5	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	4

10.2.24 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELISA 33 KV (BS), NUEVO PATIO 66 KV (BP+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (ATAT) Y SECCIONAMIENTO 1X66 KV NUEVA ALDEA – SANTA ELVIRA

10.2.24.1 Situación existente

La subestación Santa Elisa, de propiedad de Copelec, se ubica aproximadamente a 99 m.s.n.m, en la región del Ñuble, comuna de Chillán Viejo y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 752925.25 m Este, 5942916.40 m Sur.

Figura 10.112: Ubicación de S/E Santa Elisa



La subestación Santa Elisa actualmente cuenta con un patio de 33 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder:

- Transformador 33/23 kV de 8 MVA de capacidad máxima.

- Autotransformador 33/23 kV de 4 MVA de capacidad máxima.

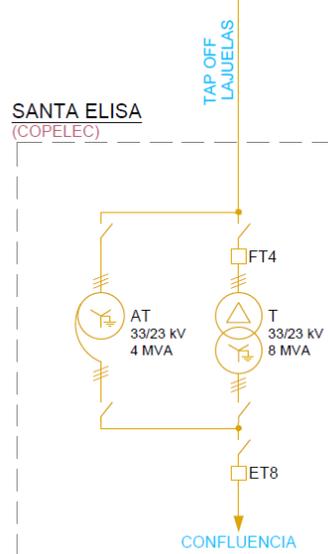
De los equipos mencionados anteriormente, solo el transformador de 8 MVA posee un paño con interruptor en 33 kV, mientras que en el lado de media tensión ambos equipos de transformación comparten un único paño de 23 kV.

La subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional a partir de una conexión de tipo Tap Off, denominado Tap Off Lajuelas, a la línea 1x33 kV Quilmo – Recinto.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un alimentador de 23 kV el cual se conecta directamente al paño compartido por los transformadores de la subestación.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Santa Elisa.

Figura 10.113: Unilineal S/E Santa Elisa (Actual).



10.2.24.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de un nuevo patio de 66 kV en la subestación Santa Elisa, en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para 5 paños y espacio en terreno nivelado para 1 paño futuro.
- Construcción de paño acoplador de barras en 66 kV.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira en S/E Santa Elisa, mediante la construcción de un enlace de seccionamiento en estructuras de doble circuito y la instalación de dos paños de línea en la configuración de barras del nuevo patio de 66 kV.
- Instalación de un nuevo transformador de poder 66/33 kV y 20 MVA de capacidad con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

- Ampliación de la barra principal, plataforma e instalaciones comunes del patio de 33 kV, en configuración barra simple, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder.

En virtud de las obras requeridas por el proyecto y a partir de lo que se puede observar en la imagen satelital de la S/E Santa Elisa, se infiere que es necesario realizar una ampliación del cerco perimetral de la subestación, junto con una adecuación de terreno para permitir la construcción del nuevo patio de 66 kV y dar cabida al resto de las obras requeridas. En ese sentido, se ha proyectado para efectos de la presente ingeniería conceptual que dicha ampliación se realizará hacia el sector sur de la subestación, lugar donde se ejecutaría la ampliación del actual patio de 33 kV y se construiría el nuevo patio de 66 kV.

Sin perjuicio del análisis anterior, se debe señalar que la información técnica de la subestación Santa Elisa con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Por parte de los enlaces de seccionamiento, como fue mencionado anteriormente, se ha proyectado para efectos de esta ingeniería conceptual la construcción de una línea de 66 kV en estructuras de doble circuito de aproximadamente 600 metros de longitud desde la subestación Santa Elisa hasta un punto de seccionamiento de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira. El conductor considerado para este enlace corresponde a un AAAC Butte.

Considerando todo lo anterior, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Santa Elisa se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.114: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Santa Elisa.



A partir de lo dispuesto en los párrafos anteriores, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Extensión y reposición de la plataforma del patio de 33 kV de la subestación, en caso de ser requerido.
- Extensión de la malla de puesta a tierra existente y su readecuación en caso de ser necesario.
- Construcción de fundaciones asociadas a estructuras y equipos requeridos para el desarrollo del proyecto.
- Suministro y montaje de estructuras asociadas a equipos, barras y líneas.
- Reubicación de estructuras y equipos existentes en caso de interferir con el desarrollo de la obra.
- Construcción de foso recolector de aceite para el nuevo equipo de transformación.
- Construcción de muro cortafuego para el nuevo equipo de transformación.
- Adecuación de los sistemas de protección y telecomunicaciones existentes en la subestación, en caso de ser requerido para el correcto funcionamiento del proyecto.
- Construcción y/o ampliación de casetas de control.
- Ampliación de los servicios auxiliares de la subestación en caso de ser necesario para el desarrollo de las obras.
- Desmontaje y retiro del tramo seccionado de la línea 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira.

10.2.24.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, el proyecto ha considerado la posibilidad de ampliación en terreno para ejecutar las obras necesarias, sin embargo, aparte de este punto no se observan interferencias adicionales para la ejecución del proyecto en la subestación.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

Por parte del seccionamiento, se debe considerar que la construcción de los enlaces debe realizarse de forma tal que no impida la llegada de nuevos circuitos a la subestación Santa Elisa, aspecto que fue considerado en el desarrollo de la presente ingeniería conceptual. Asimismo, deben tomarse en cuenta los cruces de los nuevos enlaces de seccionamiento con líneas existentes, generando las condiciones que permitan estos cruces de manera segura, contemplando el uso de estructuras especiales u otras labores que cumplan con este fin.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales de este proyecto, se debe tomar en cuenta que la construcción de los enlaces de seccionamiento y la ampliación de la subestación Santa Elisa pueden requerir compra de terreno y obtención de franjas de servidumbre, por cuanto se debe verificar que estas obras se ejecuten de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

10.2.24.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Elisa se consideró lo siguiente.

Tabla 94: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 66/33 kV, 20 MVA	1
2	Transformador de potencial, 66 kV	7
3	Transformador de corriente, 66 kV	12
4	Transformador de potencial, 33 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 66 kV	4
7	Interruptor 33 kV	1
8	Desconectador trifásico 33 kV, sin conexión de puesta a tierra	2
9	Desconectador trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra	8
10	Desconectador trifásico 66 kV, con conexión de puesta a tierra	2

10.2.25 AMPLIACIÓN EN S/E PERALES (NTR ATMT)

10.2.25.1 Situación existente

La subestación Perales de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. se ubica aproximadamente a 11 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Talcahuano y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 304244,15 m Este, 6139527,14 m Sur.

Figura 10.115: Ubicación de S/E Perales.



La subestación Perales, actualmente tiene un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el T1 y el T2, ambos con nivel de tensión 66/15 kV y de 25 MVA de capacidad máxima. Además, la subestación cuenta con un patio de media tensión de 15 kV, en configuración barra principal más transferencia y tecnología AIS o Air Insulated Substation, a la cual se conectan ambos transformadores con sus respectivos paños de transformación en media tensión, los 9 alimentadores de 15 kV, un seccionador de barra mediante desconectador y dos equipos de compensación reactiva de 2,5 MVar.

Además, la subestación se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales. Cabe señalar que ninguna de las líneas antes mencionadas posee interruptor de poder en los paños de líneas que se conectan en la subestación Perales.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Perales.

Figura 10.117: Imagen frontal de la S/E Perales.



Figura 10.118: Imagen satelital de la S/E Perales.



10.2.25.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 66 kV, en configuración barra simple, para una nueva posición, de al menos la capacidad de la barra existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/15 kV 25 MVA con CDBC.
- Instalar los paños de conexión del nuevo transformador en alta y media tensión.
- Completar los paños de llegada a la subestación de las líneas 1x66 Talcahuano – Perales y 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales.
- Ampliación de barra en 15 kV, en configuración barra simple con auxiliar, que permita la conexión de al menos 3 nuevos paños de alimentadores de media tensión más una posición de entrada del transformador a la barra y un paño seccionador de barra.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la ampliación de la barra en 66 kV y la instalación de un nuevo transformador, con su respectivo paño de alta tensión y una nueva barra de media tensión, sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionarias durante el período de construcción.

Figura 10.119: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Perales.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto considera completar los paños de líneas y de transformación existentes al interior de la subestación, debiendo realizarlo en alguna

secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes regulados.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en alta tensión (66 kV) y media tensión (15 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales.

10.2.25.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.25.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Perales se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 95: Listado de equipos principales.

N°	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/15 kV 25 MVA	1
2	Transformador de Potencial 66 kV	6
3	Transformador de Corriente 66 kV	9
4	Pararrayos 15 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 12 kV, Tipo Doghouse	2
7	Interruptor 66 kV	3
8	Reconector alimentador 15 kV	3
9	Desconector 3F 15 kV s/cpt	10
10	Desconector 3F 66 kV s/cpt	6

10.2.26 AMPLIACIÓN EN SE HUALQUI 220 KV (IM)

10.2.26.1 Situación existente

La subestación Hualqui, actualmente en construcción, es de propiedad de la empresa Mataquito Transmisora de Energía S.A., perteneciente a Celeo Redes Chile, y se ubicará aproximadamente a 58 m.s.n.m, en la región del Biobío, Comuna de Coronel. A continuación, se presenta una proyección de la ubicación y un layout de la S/E Hualqui.

Figura 10.120: Proyección de la ubicación de la Subestación Hualqui.

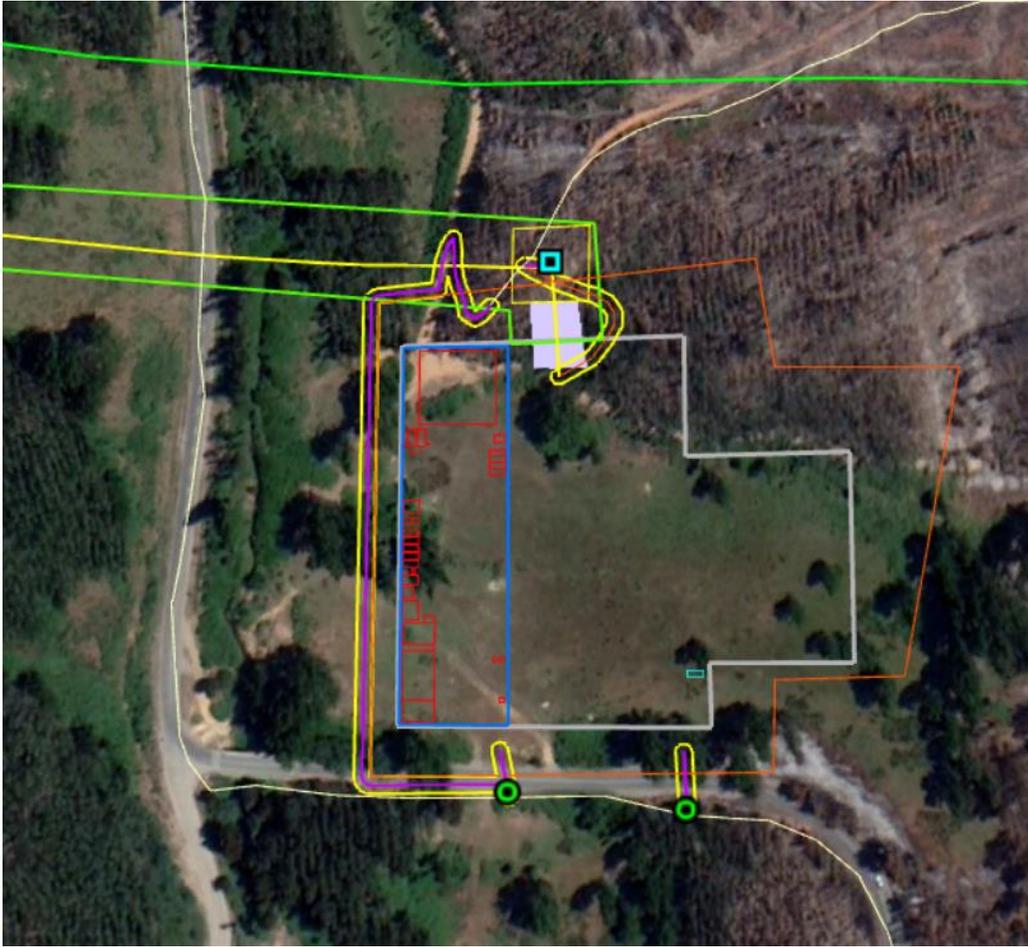
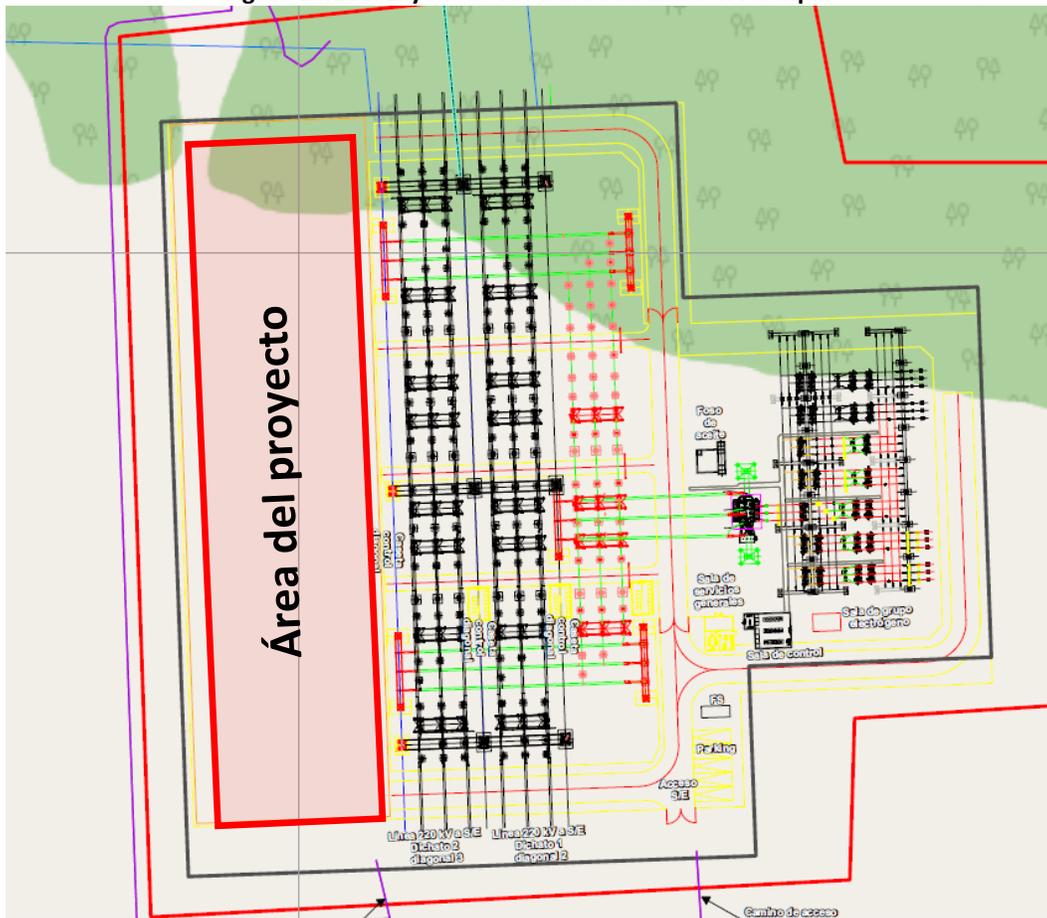


Figura 10.121: Layout de la futura Subestación Hualqui.



La subestación Hualqui, propuesta en el Plan de Expansión Zonal de ejecución obligatoria del año 2016 mediante Decreto Exento N°418 de 2017 del Ministerio de Energía, deberá construir un patio en 220 kV en configuración interruptor y medio en tecnología AIS o Air Insulated Substation, con tres medias diagonales construidas para el seccionamiento de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas y la conexión de un equipo de transformación 220/66 kV de 90 MVA de capacidad, dejando espacio para al menos dos diagonales completas. Las medias diagonales serán completadas con la futura línea 2x220 kV entre la S/E Hualqui y la S/E Itahue. Además, deberá considerar un patio de 66 kV en configuración de doble barra más transferencia, con la construcción de un paño para el transformador antes mencionado y la extensión de las barras para la conexión de los paños de la línea 2x66 Hualqui – Chiguayante y espacio para, a lo menos, dos futuros paños.

De acuerdo a lo establecido por Decreto y bases de licitación de la obra en S/E Hualqui, se cuenta con espacio en terreno nivelado hacia el oeste de la subestación que permitirá extender las barras de 220 kV en dos diagonales completas, tal como se observa de la figura 2 anterior.

10.2.26.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de las barras en 220 kV en la misma configuración de barras que se encuentra en construcción, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Extensión de la plataforma.
- Construcción de fundación para los marcos de barra.
- Instalación de marcos de barra para la ampliación de las barras con sus correspondientes cadenas de aisladores y ferreterías.
- Construcción y adecuación de malla a tierra subterránea.
- Ampliación de los Servicios auxiliares si las obras así lo requiriesen.

Debe considerarse además la extensión de los caminos laterales, ampliación del cerco interior del patio de alta tensión y muro exterior de la subestación en caso de ser necesario.

10.2.26.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en este anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las instalaciones proyectadas afectando un mínimo la operación de las instalaciones en servicio.

El espacio que se ha considerado para la ubicación de la obra de expansión no contiene instalaciones eléctricas en operación.

Cabe mencionar que actualmente la subestación se encuentra en construcción, obra que fue fijada mediante Plan de Expansión Zonal de Ejecución Obligatoria mediante Decreto Exento N° 418 de 2018 del Ministerio de Energía, y cuya fecha de entrada en operación se estima para mediados del año 2023, por lo que no se visualizan problemas de factibilidad en el desarrollo de la obra propuesta en el presente plan de expansión.

El análisis realizado permite concluir que no existen interferencias de importancia, como tampoco se visualizan requerimientos especiales. Por lo tanto, la obra de expansión tiene factibilidad técnica para su construcción.

10.2.26.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Hualqui se consideró lo siguiente.

Tabla 96: Suministro y montaje de materiales eléctricos.

N°	Suministro	Cantidad
1	Conductor Aluminio AAC 1192,5 mm ² (metros)	641
2	Marco de barra 220 kV (2 pilar, 1 viga)	2

10.2.27 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV CORONEL – ARENAS BLANCAS

10.2.27.1 Situación existente

El trazado que se debe intervenir se encuentra ubicado en la región de Biobío, a una altura promedio de 16 m.s.n.m, y se conforma por el tramo que se extiende desde la actual subestación Coronel hasta la subestación Arenas Blancas. Ambas instalaciones junto con la línea que las conecta son propiedad de la Compañía General de Electricidad S.A.

A partir de lo anterior, se presenta en la siguiente imagen la línea que se debe intervenir.

Figura 10.122: Vista de trazado 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas



La línea tiene una longitud aproximada de 2,6 km, con alrededor de 19 estructuras, de las cuales algunas son de doble circuito pues el tendido a intervenir comparte estructuras en un tramo con la línea 1x66 kV Coronel – Bocamina. El conductor actual de la línea corresponde a un AAAC 312,8 MCM (Butte).

10.2.27.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Coronel – Arenas Blancas, utilizando un conductor que permita la transmisión de una capacidad de, a lo menos, 90 MVA a 35°C con sol.

Para realizar lo anterior, se ha considerado el cambio del actual conductor AAAC 312,8 MCM por un conductor, que permita mantener las actuales faja de seguridad y franja de servidumbre y que, además, permita el aumento de capacidad del tramo hasta a lo menos 90 MVA.

Considerando lo previamente expuesto, para efectos de la valorización se ha considerado la utilización de un conductor de aluminio AAAC Greeley.

Junto con el cambio de conductor, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Suministro e instalación de nuevas cadenas de aisladores.
- Suministro e instalación de nuevos herrajes y ferretería asociada que permitan la correcta instalación del nuevo conductor.
- Desmontaje y retiro del conductor AAAC 312,8 MCM de la línea a intervenir, junto con todas las cadenas de aisladores, herrajes, ferretería y otros accesorios que no puedan ser reutilizados en el proyecto.
- Refuerzo de las estructuras existentes que lo requieran producto de la ejecución del proyecto.
- Suministro e instalación de estructuras temporales para la ejecución de variantes que permitan mantener el suministro durante las obras.

10.2.27.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir en la mayor parte del trazado. Sin embargo, existe un tramo de la línea, cercano a S/E Coronel, que se ubica en un sector residencial por lo que podrían ser necesarios permisos adicionales para ejecutar las obras.

A su vez, dado que la línea que se ampliará es de simple circuito, se considera como posibilidad la necesidad de instalar estructuras temporales para reubicar la línea mientras se realizan las obras de cambio de conductor y así no interrumpir el suministro a clientes finales por tiempos prolongados.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de estructuras para el tramo a intervenir.

10.2.27.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades

de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente:

Tabla 97: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de aluminio AAAC Greeley (metros)	8.190
2	Grampa y ferretería de anclaje	27
3	Grampa y ferretería de suspensión	72

10.2.28 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA BÁRBARA (RTR ATMT)

10.2.28.1 Situación existente

La subestación Santa Bárbara de propiedad de Frontel S.A. se ubica aproximadamente a 240 m.s.n.m, en la región del Biobío, comuna de Santa Bárbara y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 761637,90 m Este, 5828611,44 m Sur.

Figura 10.123: Ubicación de S/E Santa Bárbara.



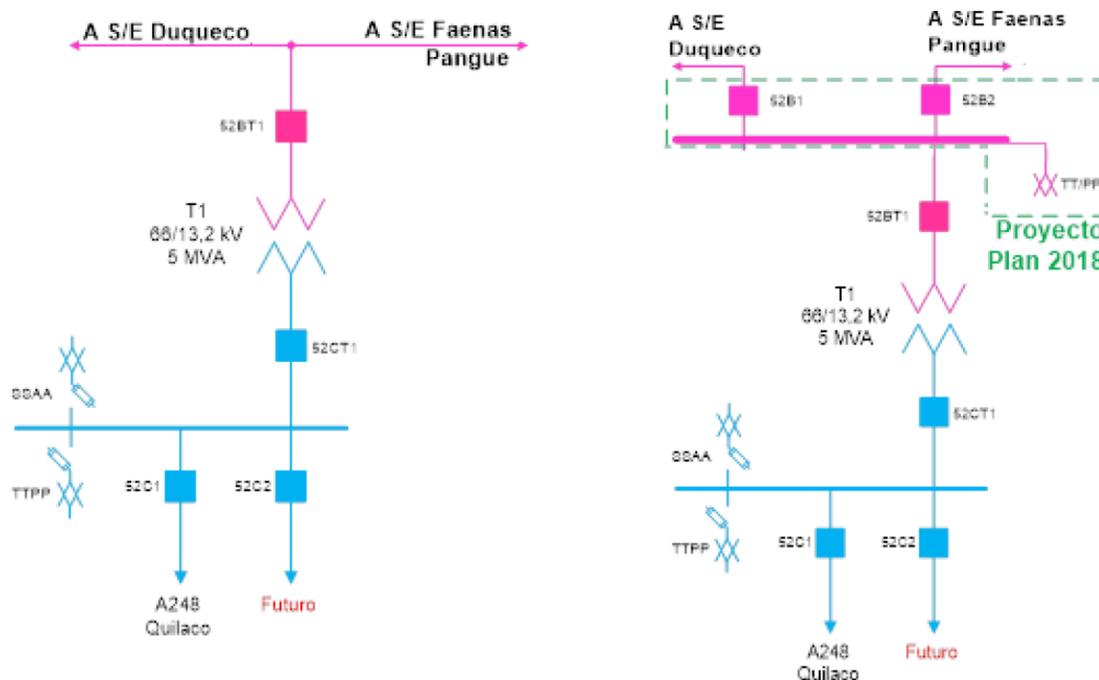
La subestación Santa Bárbara, actualmente no cuenta con patio de alta tensión, posee un transformador de poder con nivel de tensión 66/13,8 kV de 5 MVA de capacidad máxima, que se conecta directamente a la línea simple circuito 1x 66 kV Duqueco - Faenas Pangue a través de una conexión en derivación. La subestación cuenta con una sala de celdas de media tensión de 13,8 kV, en configuración barra simple, a la cual se conecta el transformador.

Cabe señalar que en esta subestación se está ejecutando el proyecto “Seccionamiento en S/E Santa Bárbara”, establecido en el Decreto Exento N° 198 del 2019, que consiste en el seccionamiento de la línea 1x66 kV Duqueco - Faenas Pangue en la S/E Santa Bárbara, con sus respectivos paños de conexión en 66 kV. Además, el proyecto incluye la ampliación de la subestación Santa Bárbara para la construcción de una barra principal en 66 kV que permita la conexión del seccionamiento antes mencionado y de la conexión del actual equipo de transformación.

Como se indicó anteriormente, luego de la ejecución del proyecto “Seccionamiento en S/E Santa Bárbara” la subestación se encontrará conectada al Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas de transmisión 1x66 kV Faenas Pangue – Santa Bárbara y 1x66 kV Santa Bárbara – Duqueco.

A continuación, se presenta un diagrama unilineal de la S/E Santa Bárbara.

Figura 10.124: Unilineal S/E Santa Bárbara (Actual y proyectado).



Cabe destacar que la información técnica de la subestación Santa Bárbara con que cuenta el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional es deficiente e insuficiente para poder describir en mayor detalle la condición actual de la subestación y la

disposición de las instalaciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la obra en el presente plan de expansión.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de lo indicado en la descripción del proyecto Seccionamiento en S/E Santa Bárbara correspondiente al Decreto Exento N° 418 de 2017, se estima que la subestación contaría con el espacio disponible al interior de la subestación para el reemplazo del transformador existente por un equipo de transformación 66/13,8 kV y 16 MVA y el desarrollo de las respectivas obras y adecuaciones necesarias para llevar a cabo su conexión.

Figura 10.125: Imagen satelital de la S/E Santa Bárbara.



10.2.28.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador 66/13,8 kV y 5 MVA existente.
- Instalar un nuevo transformador 66/13,8 kV y 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).
- Instalar nuevas celdas de 13,8 kV, en configuración barra simple, para la conexión del transformador y a lo menos cuatro celdas para alimentadores.
- Canalizaciones en MT para conectar al nuevo transformador con la nueva sala de celdas.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Para efectos de lo anterior, sería factible utilizar el espacio dentro del terreno de la subestación para la instalación del nuevo transformador y la ampliación de la sala de celdas sin la necesidad de realizar desconexiones de suministro eléctrico o de construir instalaciones provisionales durante el período de construcción.

Figura 10.126: Identificación del área donde puede ejecutarse el proyecto en S/E Santa Bárbara.



Adicionalmente, para dar cumplimiento a las exigencias mínimas definidas en el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión correspondiente a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, el proyecto debe considerar una secuencia constructiva que evite o minimice las interrupciones en el suministro de clientes finales.

A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Construcción de plataformas para la instalación de los nuevos equipamientos.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras a instalar.
- Construcción de canalizaciones para las conexiones en media tensión (13,8 kV).
- Instalación de los equipamientos para los servicios auxiliares, telecomunicación y protección de instalaciones comunes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.
- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.

- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes si esta se viese afectada por el proyecto.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.2.28.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir.

No se observan interferencias para la ejecución de las obras, teniendo presente que la instalación de los nuevos equipamientos cumpliría con las distancias mínimas entre los distintos elementos de la subestación exigidas por la normativa técnica vigente.

No se dispone de información respecto de las canaletas y canalizaciones para cables de control y protección existentes. En consecuencia, en esta ingeniería conceptual se realiza una estimación de los requerimientos.

En cuanto a los impactos medio ambientales y sociales, no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.28.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Santa Bárbara se consideró los siguientes equipos principales.

Tabla 98: Listado de equipos principales.

N°	EQUIPO	CANT.
1	Transformador 3F 66/23/13,8 kV 16 MVA	1
2	Pararrayos 66 kV	3
3	Celda 13,8 kV barra simple. Paño alimentador	2

10.2.29 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO (BS)

10.2.29.1 Situación existente

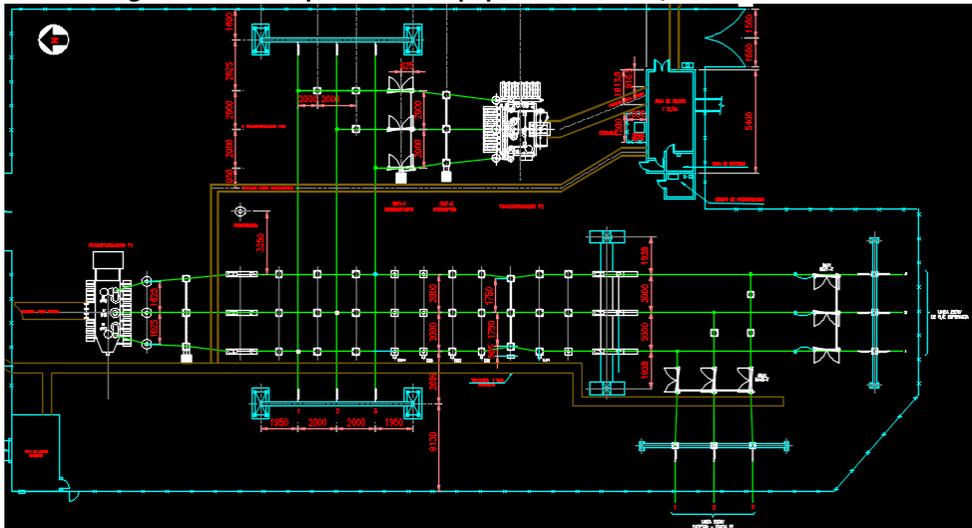
La subestación CMPC Pacífico de propiedad de la empresa CMPC Celulosa se ubica aproximadamente a 196 m.s.n.m, en la región de la Araucanía, Comuna de Collipulli y con coordenadas referenciales UTM zona 18H: 721510 Este, 5814175 Sur.

Figura 10.127: Ubicación de S/E Celulosa Pacífico



Actualmente la subestación cuenta con dos transformadores, de 62 y 73 MVA y 220/13,2 kV, alimentados por la línea de transmisión 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe y por la línea 1x220 kV Esperanza – Celulosa Pacífico que actualmente se encuentra desenergizada. En la siguiente figura se muestra la disposición de equipos existente en la subestación.

Figura 10.128: Disposición de Equipos existentes S/E Celulosa Pacífico



10.2.29.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Ampliación de la barra en 220 kV en la misma configuración de barra existente, en una posición, considerando la extensión de plataforma e instalaciones comunes del patio de 220 kV, y la conexión de la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe a la posición ampliada, con su respectivo paño de línea.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Fundaciones de estructuras altas.
- Fundaciones de equipos principales.
- Montajes de estructuras altas y bajas.
- Montaje de equipos principales
- Retiros de equipos y estructuras que quedaran en desuso.
- Traslado de acometida de línea Santa Fe.
- Cámaras, canaletas y canalizaciones.

Adicionalmente se deberá modificar la acometida de llegada de la línea desde la S/E Santa Fe, que considera desde la estructura N° 1 a la N° 3, ya que se cambia la orientación del paño de línea, de oriente – poniente a norte – sur, además, como la subestación se amplía hacia el poniente, en ese sentido no existe espacio para rodear la subestación, ya que existe una vía de acceso al parque industrial existente, por lo que se consideró un trazado diferente al actual.

Este nuevo trazado significará aproximadamente 1 kilómetro de línea, evadiendo las instalaciones actualmente existentes en los alrededores de la subestación, con 3 nuevas estructuras de anclaje.

Figura 10.129: Nueva acometida proyectada en 220 kV LT Celulosa Pacífico – Santa Fe a la SE Celulosa Pacífico.



10.2.29.3 Factibilidad técnica

El análisis realizado permite ver con claridad que será necesario realizar coordinaciones adecuadas para el transferir la línea 1x220 kV Celulosa Pacífico – Santa Fe a su nueva ubicación.

Respecto del nuevo trazado de línea de transmisión requerido, este se puede construir sin intervenir la línea existente, pero en general los proyectos de líneas siempre son complejos en su habilitación, independientemente de la longitud del trazado, en particular en lo relacionado con temas ambientales, aun cuando la zona en cuestión ya se encuentra intervenida.

10.2.29.4 Listado de equipos y estructuras principales

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, armarios, y otros accesorios.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Celulosa Pacífico se consideró lo siguiente.

Tabla 99: Suministro y montaje de materiales eléctricos

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	3
3	Pararrayos 220 kV	3
4	Interruptor 220 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Tripolar	1
5	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 3150 A	1
6	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 3150 A	1

10.2.30 AMPLIACIÓN EN S/E PICHIRROPULLI (RTR ATMT)

10.2.30.1 Situación existente

La subestación Pichirropulli, de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A., se ubica aproximadamente a 89 m.s.n.m, en la región de los Ríos, comuna de Paillaco y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19H: 679873.24 m Este, 5552298.78 m Sur.

Figura 10.130: Ubicación de S/E Pichirropulli.



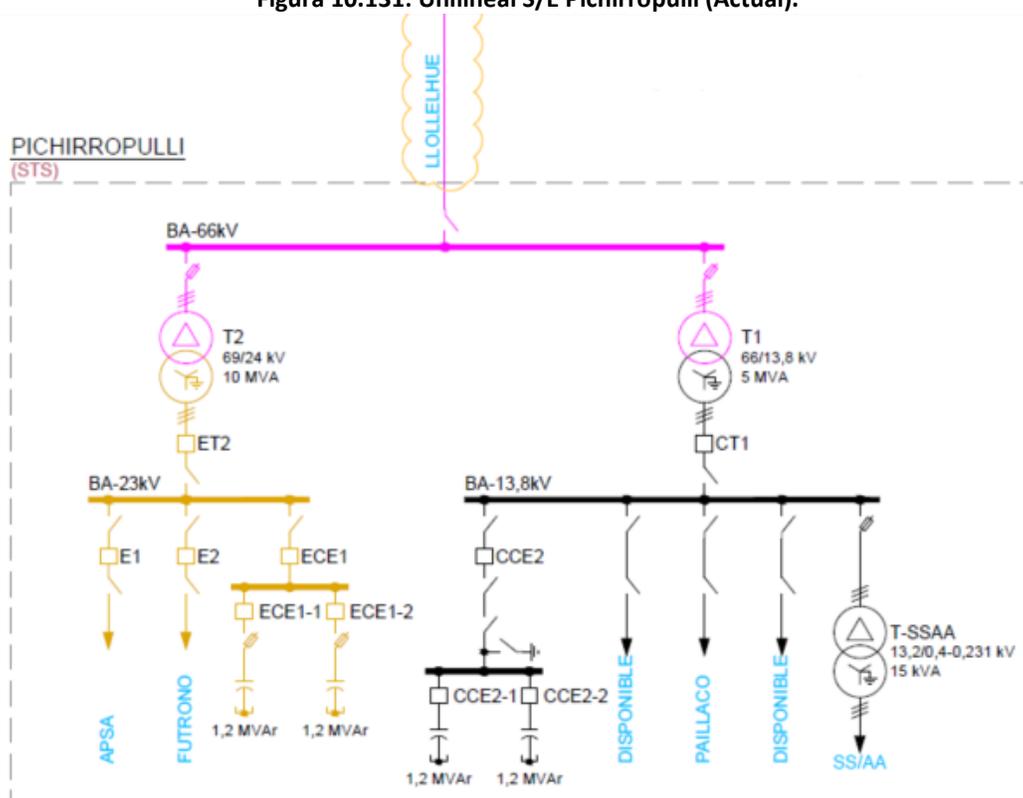
La subestación Pichirropulli actualmente cuenta con un patio de 66 kV en configuración barra simple y tecnología AIS o Air Insulated Substation, con dos transformadores de poder, el Transformador N° 1, 66/13,2 kV de 5 MVA de capacidad máxima y el Transformador N° 2, 66/23 kV de 10 MVA de capacidad máxima.

La subestación corresponde a una subestación terminal y se encuentra conectada en el Sistema Eléctrico Nacional de manera radial mediante la línea 1x66 kV Llollehue – Pichirropulli de, aproximadamente, 500 metros de longitud.

En cuanto a las instalaciones en media tensión, se destaca la existencia de un patio en 13,2 kV y un patio en 23 kV, ambos en configuración barra simple.

A continuación, se presenta el diagrama unilineal de la situación existente de la S/E Pichirropulli.

Figura 10.131: Unilínea S/E Pichirropulli (Actual).



10.2.30.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Retiro del transformador N° 1 66/13,2 kV de 5 MVA de capacidad.
- Instalación de nuevo transformador 66/23 kV de 16 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CBDC), con sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión, en el espacio que ocupa el transformador a retirar.
- Construcción de nueva sección de barra en 23 kV y configuración barra simple, considerando un (1) paño de conexión para el transformador a la barra principal antes indicado, un (1) paño para el seccionador de barra y dos (2) paños para alimentadores.
- Considerar las modificaciones y adecuaciones que correspondan a los sistemas de SSAA, control y protecciones.

Dada la situación actual en S/E Pichirropulli, se observa que es posible desarrollar la obra dentro del terreno de la subestación, instalando el nuevo transformador en el lugar que actualmente ocupa el transformador N° 1 y construyendo la nueva sección de barras de media tensión en el mismo eje de la existente.

Considerando lo anterior, no se observan interferencias ni la necesidad de reubicar estructuras o equipos para la realización del proyecto. Adicionalmente, no se vislumbran requerimientos de desconexiones prolongadas de suministro eléctrico u obras provisionarias para la ejecución del proyecto ya que, a partir de la información con la que se cuenta, sería posible desarrollar la obra manteniendo en servicio las instalaciones existentes, dado el respaldo que puede brindar el transformador N° 2 durante la realización del proyecto.

En consecuencia, el sector propuesto para el desarrollo de la obra de ampliación en subestación Pichirropulli se muestra en la siguiente imagen.

Figura 10.132: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto en S/E Pichirropulli.



A partir de lo dispuesto anteriormente, se enumeran a continuación otras tareas involucradas en el proyecto, las cuales deberán ser validadas posteriormente en la etapa de ingeniería de detalles de la obra, por lo que este listado no es exhaustivo ni definitivo:

- Refuerzo o demolición de fundaciones existentes, de manera de permitir la instalación del nuevo equipo con su respectiva fundación.
- Construcción de nuevo muro cortafuego para el equipo que se instalará.
- Construcción de las fundaciones de los equipos y estructuras nuevas a instalar.
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Instalación de equipos de protección y medición para paños y equipos junto con todas sus funciones correspondientes.
- Repotenciamiento de equipos de asociados a servicios auxiliares e instalaciones comunes en caso de ser requerido.

- Extensión y/o reposición de la plataforma en el sector intervenido por el proyecto.
- Extensión y/o reubicación de los caminos existentes de la subestación.
- Extensión, modificación y/o refuerzo de la malla de puesta a tierra subterránea y aérea existentes en el sector intervenido por el proyecto.
- Adecuaciones en las barras de media tensión existentes para permitir la conexión de la nueva sección de barra.
- Adecuaciones en sala de control en caso de ser requerido.
- Modificación de cercos perimetrales en caso de ser requerido.

10.2.30.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El terreno de la subestación dispone de los espacios necesarios para los requerimientos de la obra a construir y no se observan interferencias para la ejecución de las obras.

En cuanto a los impactos medioambientales y sociales no se visualiza mayores problemas en la ejecución toda vez que el proyecto no contempla compra de terrenos o movimiento de equipamientos al interior de la subestación.

10.2.30.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra de ampliación en la subestación Pichirropulli se consideró lo siguiente.

Tabla 100: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 66/23 kV, 16 MVA	1
2	Transformador de Potencial 23 kV	2
3	Transformador de Corriente 23 kV	6
4	Transformador de Corriente 66 kV	3
5	Pararrayos 66 kV	3
6	Interruptor 23 kV, Tipo Doghouse	2
7	Interruptor 66 kV	1
8	Reconectador alimentador 23 kV	2
9	Desconectador 3F 23 kV s/cpt	8

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
10	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	1

10.2.31 NUEVA LÍNEA 2X220 KV DON GOYO - LA RUCA

10.2.31.1 Situación existente

Actualmente la subestación Don Goyo, de propiedad de la empresa Don Goyo Transmisión S.A., y la subestación La Ruca, de propiedad Sociedad Austral de Electricidad S.A. y actualmente en construcción, no se encuentran conectadas entre sí. En el caso de la subestación Don Goyo se ubica aproximadamente a 207 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, comuna de Ovalle y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 19J: 260806 Este, 6618077 Sur, en el lado poniente de la Ruta 5 Norte, mientras que la subestación La Ruca, de acuerdo a la información presentada por la empresa adjudicataria en el proceso de licitación, estaría ubicada aproximadamente a 400 m.s.n.m, en la región de Coquimbo, comuna de Ovalle.

Figura 10.133: Vista de la S/E Don Goyo.



Figura 10.134: Ubicación general y referencial de la S/E La Ruca.

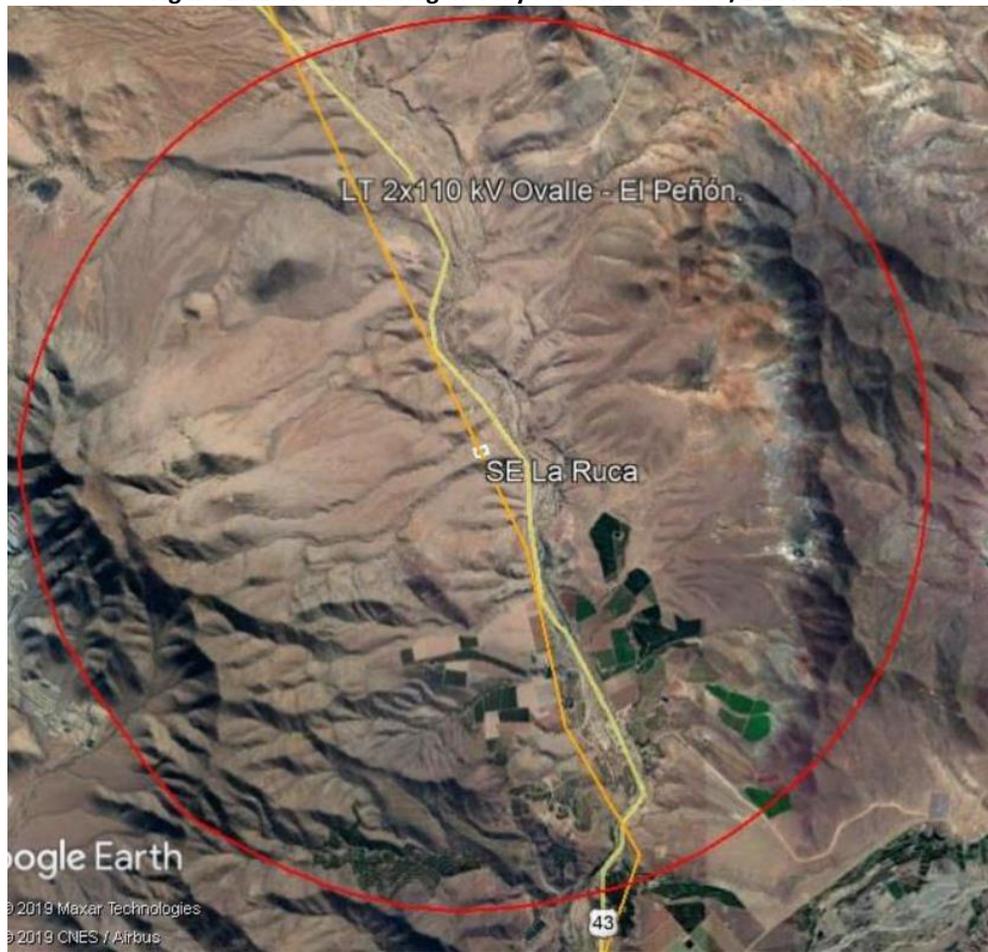
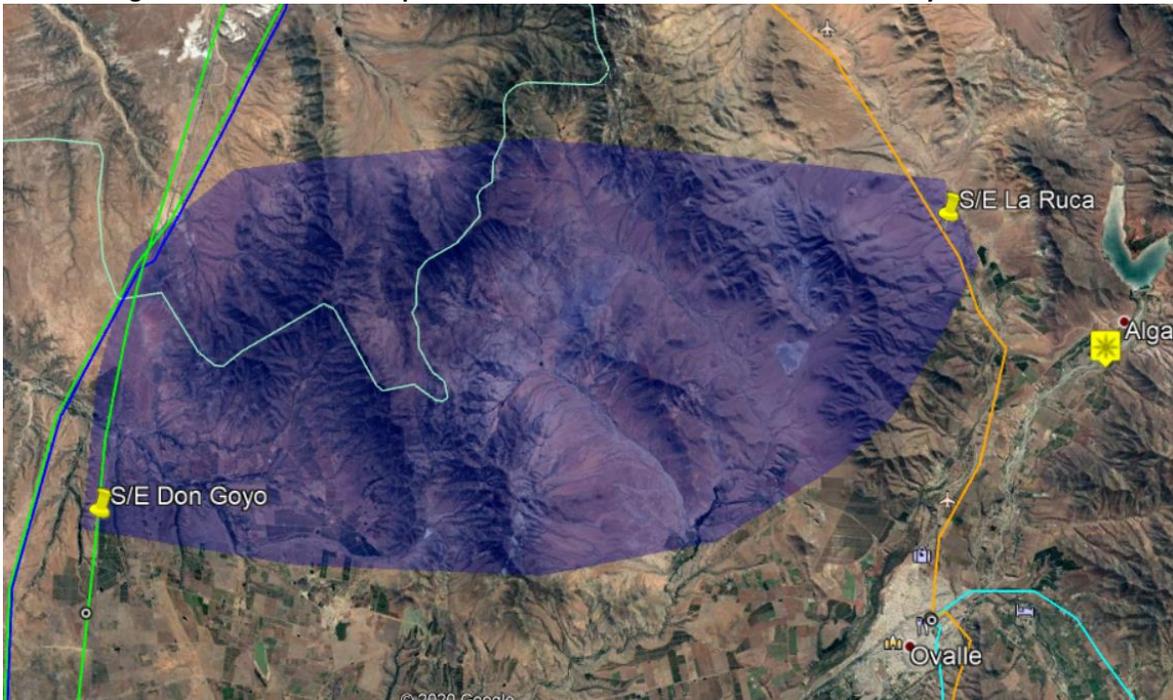


Figura 10.135: Zona de emplazamiento de la nueva línea 2x220 kV Don Goyo – La Ruca.



En base a los antecedentes proporcionados por las empresas promotoras de proyectos en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión, la información del Coordinador Eléctrico Nacional que mantiene en su Sistema de Información Pública y la oferta técnica de la empresa adjudicataria de la S/E La Ruca, es que sería necesaria ampliar ambas subestaciones para permitir la conexión de la nueva línea propuesta en el presente plan de expansión. En cuanto al trazado de la línea, para efectos de la presente ingeniería conceptual se utiliza un trazado tentativo para valorizar la obra, sin perjuicio que será el adjudicatario de la obra quién definirá y tramitará ambientalmente el trazado definitivo.

10.2.31.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito en 220 kV entre las subestaciones Don Goyo y La Ruca, de aproximadamente 40 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 170 MVA por circuito a 35°C con sol.
- Construcción de torres de doble circuito, tanto de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Don Goyo, cuya configuración actual en 220 kV corresponde a barra principal seccionada más barra de transferencia.
- Construcción de paños de línea en la S/E La Ruca, cuya configuración en 220 kV será de barra principal seccionada más barra de transferencia.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva

licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

10.2.31.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 40 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.31.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 101: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 220 kV, inductivo, 30 VA	12
2	Transformador de Corriente 220 kV, 4 Núcleos	12
3	Transformador de Corriente 220 kV, 5 Núcleos	24
4	Torre de suspensión 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase	90
5	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase (30°)	30
6	Torre de anclaje 220 kV doble circuito, 1 cond. por fase (90°)	15
7	Pararrayos 220 kV	12
8	Condensador de Acoplamiento 220 kV	8
9	Trampa de Onda 3150 A - 40 KA	4
10	Trampa de Onda 2000 A - 80 KA	4
11	Interruptor 220 kV, 4000 A, 63 KA, Comando Monopolar	6
12	Desconectador 1F 220 kV Pantógrafo 3150 A	6
13	Desconectador 3F 220 kV s/cpt 4000 A	8
14	Desconectador 3F 220 kV c/cpt 4000 A	4
15	Conductor Aluminio AAC Coreopsis 806 mm ² (metros)	3.800
16	Conductor Aluminio AAAC Flint 375 mm ² (metros)	252.000

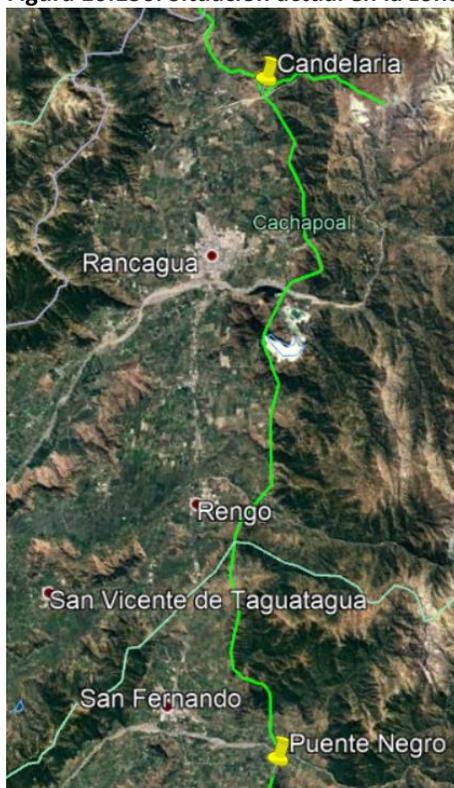
10.2.32 NUEVA S/E SECCIONADORA TOTIHUE Y NUEVA LÍNEA 2X66 TOTIHUE – ROSARIO

10.2.32.1 Situación existente

La línea de transmisión 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, de aproximadamente 88 km de longitud, se ubica en la Región del Libertador Bernardo O’Higgins y cruza las comunas Codegua, Machalí, Requínoa, Rengo, Malloa, San Fernando y Chimbarongo.

La línea actualmente posee un conductor AAC Anemone, de dos conductores por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 690 MVA por circuito de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 10.136: Situación actual en la zona



10.2.32.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, denominada Totihue, con patios en 220 kV y 66 kV, en configuraciones interruptor y medio y barra principal con barra de transferencia respectivamente.
- Instalación de transformador de poder 220/66 kV de 90 MVA de capacidad.
- Construcción de una nueva línea 2x66 kV entre la nueva S/E Totihue y la S/E Rosario.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Totihue:

Patio 220 kV

- Construcción de patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 2x220 Candelaria – Puente Negro, la conexión del equipo de transformación y espacio para dos diagonales destinadas a la conexión de futuros proyectos.

-
- Construcción de dos diagonales para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con los respectivos enlaces de seccionamiento.
 - Construcción de una media diagonal para la conexión del equipo de transformación.

Transformador 220/66 kV, 90 MVA

- Instalación de un transformador de 220/66 kV y 90 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 66 kV

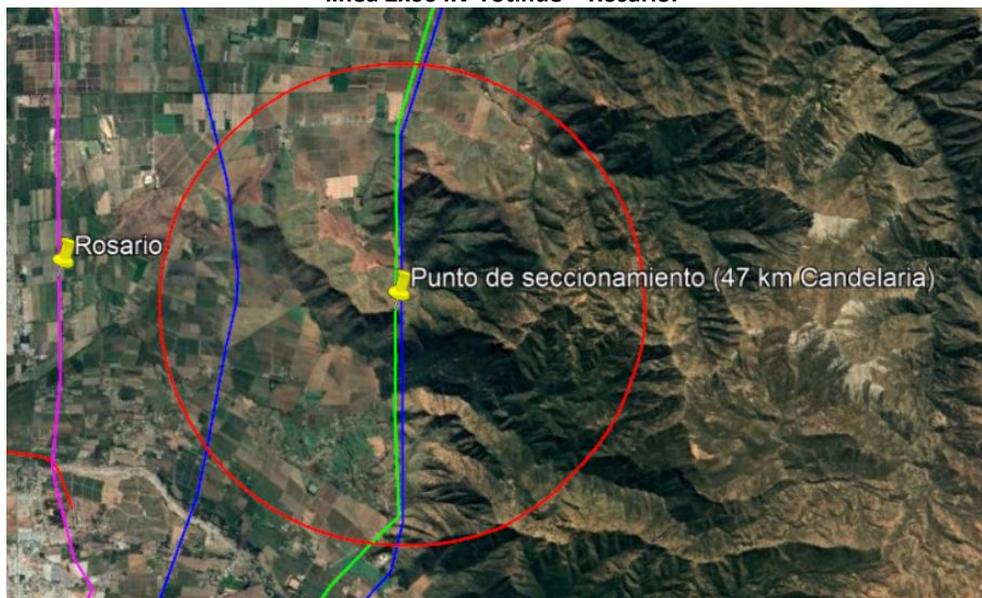
- Construcción de patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barra y plataforma para realizar la conexión de la nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario, la conexión del equipo de transformación, la construcción de un paño acoplador de barra y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño de transformación.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito entre las subestaciones Totihue y Rosario, con una capacidad de, al menos, 80 MVA por circuito, a 35° C con sol.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Totihue 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Rosario, en configuración barra simple, en los espacios generados por el proyecto “Ampliación en S/E Rosario” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Totihue deberá ubicarse aproximadamente a 47 km al sur de la S/E Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km respecto de dicho punto.

Figura 10.137: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Totihue y nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Totihue dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario tendrá una extensión de 7,1 km y los enlaces de seccionamiento en 220 kV tendrán una longitud aproximada de 1,2 km cada uno.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Flint (un conductor por fase), mientras que para los enlaces 220 kV se mantienen las características actuales del tramo que se secciona.

10.2.32.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 47 km al sur de la S/E Candelaria, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Candelaria – Puente Negro, dentro de un radio de 5 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 66 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para

establecer el trazado de la línea de 66 kV, la ubicación de la nueva subestación y los enlaces de seccionamiento en 220 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

10.2.32.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Totihue y nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario” se consideró lo siguiente.

Tabla 102: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Totihue

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 220/66 kV, 90 MVA	1
2	Transformador de potencial 66 kV	3
3	Transformador de potencial 220 kV	21
4	Transformador de corriente 66 kV	6
5	Transformador de corriente 220 kV	48
6	Pararrayos 220 kV	15
7	Trampa de Onda	8
8	Interruptor 66 kV	2
9	Interruptor 220 kV	8
10	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	4
11	Desconectador monofásico 220 kV tipo pantógrafo	15
12	Desconectador trifásico 220 kV sin conexión de puesta a tierra	10
13	Desconectador trifásico 220 kV con conexión de puesta a tierra	5
14	Transformador de potencial 66 kV	3

Tabla 103: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x66 kV Totihue – Rosario

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV	4
2	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	6
3	Desconectador trifásico 66 kV con conexión de puesta a tierra	4
4	Transformador de corriente 66 kV	18
5	Transformador de potencial 66 kV	12
6	Pararrayos 66 kV	12
7	Torre de anclaje doble circuito, 1 conductor por fase, 90°	5
8	Torre de anclaje doble circuito, 1 conductor por fase, 30°	11

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
9	Torre de suspensión doble circuito, 1 conductor por fase	15
10	Conductor AAAC Flint (metros)	45.171

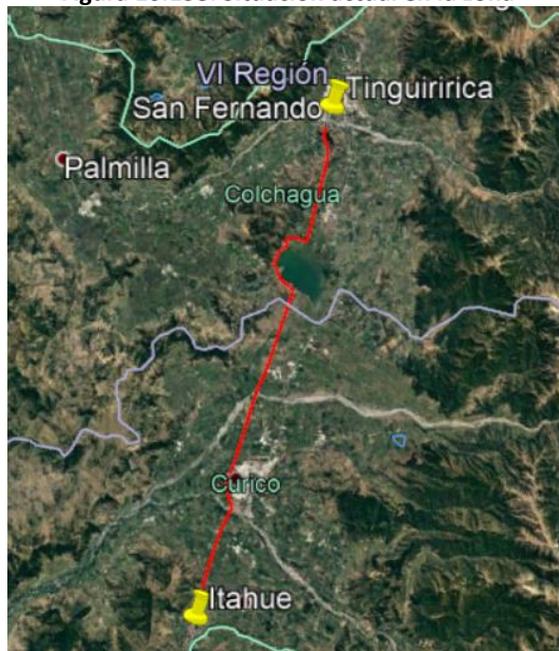
10.2.33 NUEVA S/E SECCIONADORA BUENAVISTA Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV BUENAVISTA – RAUQUÉN

10.2.33.1 Situación existente

La línea de transmisión 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, de aproximadamente 74 km de longitud, se ubica entre la Región del Libertador Bernardo O'Higgins y Región del Maule y cruza las comunas Chimbarongo, Teno, Curicó, Sagrada Familia y Molina.

La línea actualmente posee un conductor AAAC Greeley, de un conductor por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 197 MVA por circuito de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 10.138: Situación actual en la zona



10.2.33.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, denominada Buenavista, con patios en 154 kV y 66 kV, en configuraciones doble barra principal con barra de transferencia y barra principal con barra de transferencia respectivamente. Además, la nueva subestación deberá contar con un patio de 15 kV en celdas de configuración barra simple.

-
- Instalación de transformador de poder 154/66 kV de 75 MVA de capacidad.
 - Instalación de transformador de poder 66/15 kV de 30 MVA de capacidad.
 - Construcción de una nueva línea 2x66 kV entre la S/E Buenavista y la S/E Rauquén.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Buenavista:

Patio 154 kV

- Construcción de patio de 154 kV en configuración doble barra principal con barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 2x154 Itahue – Tinguiririca, la conexión del equipo de transformación 154/66 kV, un paño acoplador de barra, un paño seccionador de barra y espacio con terreno nivelado para dos paños adicionales destinados a la conexión de futuros proyectos.
- Construcción de cuatro paños de línea para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con los respectivos enlaces de seccionamiento.
- Construcción de un paño para la conexión del equipo de transformación 154/66 kV.
- Construcción de un paño acoplador de barras.
- Construcción de un paño seccionador de barras.

Transformador 154/66 kV, 75 MVA

- Instalación de un transformador de 154/66 kV y 75 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 66 kV

- Construcción de patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barras y plataforma para realizar la conexión de la nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén, la conexión del equipo de transformación 154/66 kV, la conexión del equipo de transformación 66/15 kV, la construcción de un paño acoplador de barra y espacio en terreno nivelado para dos paños futuros.
- Construcción de paño de transformación asociado al equipo 154/66 kV.
- Construcción de paño de transformación asociado al equipo 66/15 kV.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Transformador 66/15 kV, 30 MVA

- Instalación de un transformador de 66/15 kV de 30 MVA de capacidad.

- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Sala de celdas 15 kV

- Construcción de una sala de celdas con capacidad para, al menos, 7 celdas de media tensión, con configuración barra simple.
- Instalación de una celda de conexión para el transformador 66/15 kV.
- Instalación de cuatro celdas para alimentadores.
- Instalación de una celda para servicios auxiliares.
- Instalación de una celda para equipos de medida.

Nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito entre las subestaciones Buenavista y Rauquén, con una capacidad de, al menos, 75 MVA por circuito, a 35° C con sol.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Buenavista 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Rauquén, en configuración barra simple, en los espacios de barra generados por el proyecto “Ampliación en S/E Rauquén” incluido en el presente plan de expansión.

La subestación Buenavista deberá ubicarse aproximadamente a 23 km al norte de la S/E Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, dentro de un radio de 2 km respecto de dicho punto.

Figura 10.139: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto S/E Buenavista y nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Buenavista dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén tendrá una extensión de 5,9 km y los enlaces de seccionamiento en 154 kV tendrán una longitud aproximada de 0,7 km cada uno.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Flint (un conductor por fase), mientras que para los enlaces de 154 kV se mantienen las características actuales del tramo que se secciona.

10.2.33.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 23 km al norte de la S/E Itahue, siguiendo el trazado de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca, dentro de un radio de 2 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 66 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer el trazado de la línea de 66 kV, la ubicación de la nueva subestación y los enlaces de seccionamiento en 154 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

10.2.33.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Buenavista y nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén” se consideró lo siguiente:

Tabla 104: Suministro y montaje de equipos principales S/E Buenavista

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador trifásico 154/66 kV, 75 MVA	1
2	Transformador trifásico 66/15 kV, 30 MVA	1

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
3	Interruptor 154 kV	7
4	Transformador de corriente 154 kV	21
5	Transformador de potencial 154 kV	18
6	Desconectador trifásico 154 kV, con conexión de puesta a tierra	4
7	Desconectador trifásico 154 kV, sin conexión de puesta a tierra	20
8	Pararrayos 154 kV	12
9	Trampa de onda	8
10	Condensador de acoplamiento 154 kV	8
11	Interruptor 66 kV	3
12	Transformador de corriente 66 kV	9
13	Transformador de potencial 66 kV	3
14	Desconectador trifásico 66 kV, sin conexión de puesta a tierra	6
15	Mufa para cable de poder XLPE 15 kV	9
16	Celda 15 kV barra simple. Paño de transformación	1
17	Celda 15 kV barra simple. Paño alimentador	4
18	Celda 15 kV barra simple. Conexión de servicios auxiliares	1
19	Celda 15 kV barra simple. Conexión de equipos de medida	1

Tabla 105: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x66 kV Buenavista – Rauquén

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 66 kV	4
2	Desconectador trifásico 66 kV sin conexión de puesta a tierra	6
3	Desconectador trifásico 66 kV con conexión de puesta a tierra	4
4	Transformador de corriente 66 kV	12
5	Transformador de potencial 66 kV	12
6	Pararrayos 66 kV	12
7	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase, 90°	2
8	Torre de anclaje 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase, 30°	4
9	Torre de suspensión 66 kV doble circuito, 1 conductor por fase	21
10	Conductor AAAC Flint (metros)	32.004

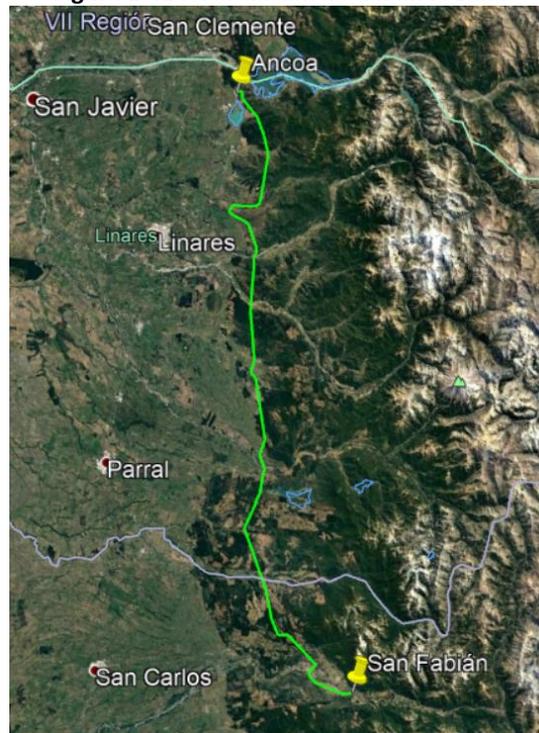
10.2.34 NUEVA S/E SECCIONADORA LLEPU Y NUEVA LÍNEA 2X154 KV LLEPU – LINARES

10.2.34.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x220 kV Ancoa – San Fabián, de aproximadamente 123 km de longitud, se ubica entre la Región del Maule y Ñuble y cruza las comunas Colbún, Linares, Longaví, Parral y Punilla.

La línea actualmente posee un conductor ACAR 700 MCM, de un conductor por fase, lo cual permite una capacidad de transmisión de, aproximadamente, 310 MVA de acuerdo con la información obtenida a partir de la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Figura 10.140: Situación actual en la zona



10.2.34.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación seccionadora de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, denominada Llepu, con patios en 220 kV y 154 kV, ambos en configuración interruptor y medio.
- Instalación de banco de autotransformadores 220/154 kV de 300 MVA de capacidad, con unidad de reserva.
- Construcción de una nueva línea 2x154 kV entre la nueva S/E Llepu y la S/E Linares.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Llepu:

Patio 220 kV

- Construcción de patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar el seccionamiento completo de la línea 1x220 Ancoa – San Fabián, la conexión del banco de autotransformadores y espacio para dos diagonales destinadas a la conexión de futuros proyectos.

-
- Construcción de dos medias diagonales (dos interruptores cada una) para el seccionamiento de la línea indicada anteriormente, junto con el respectivo enlace de seccionamiento.
 - Construcción de una media diagonal (un interruptor) para la conexión del banco de autotransformadores, completando una de las medias diagonales asociadas al seccionamiento de línea.

Banco de autotransformadores 220/154 kV, 300 MVA

- Instalación de un banco de autotransformadores de 220/154 kV y 300 MVA de capacidad, con unidad de reserva.
- Construcción de foso recolector de aceite, muros cortafuego, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.
- Construcción de barras auxiliares e instalación de equipos de maniobra en 220 kV y 154 kV para permitir la conexión automática del banco a la unidad de reserva.

Patio 154 kV

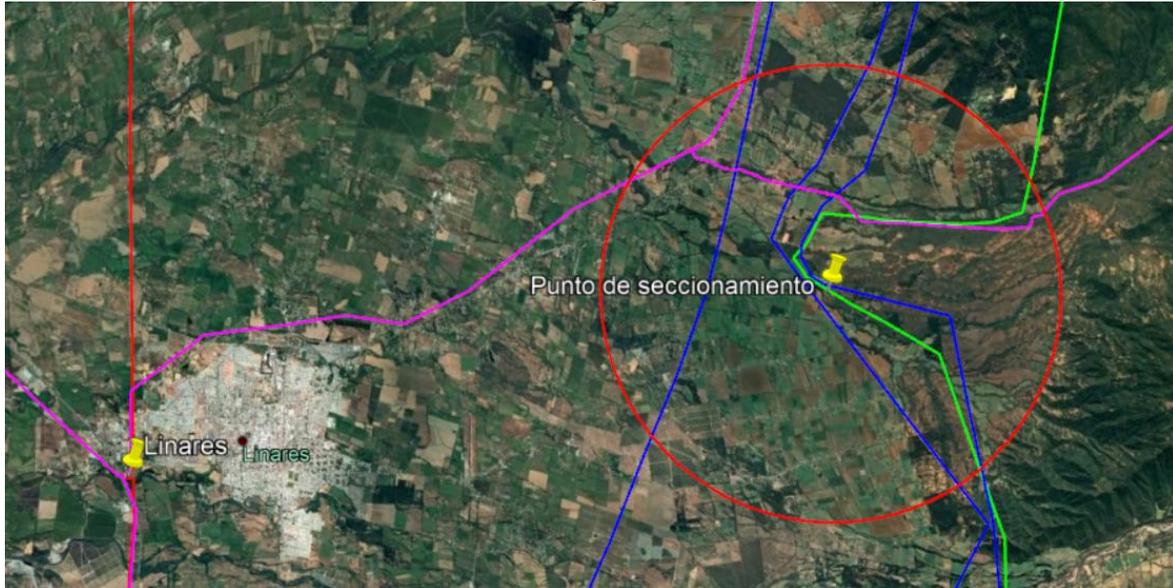
- Construcción de patio de 154 kV en configuración interruptor y medio, con espacio en barra y plataforma para realizar la conexión de la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares, la conexión del banco de autotransformadores y espacio en barra y plataforma para dos diagonales futuras.
- Construcción de una media diagonal (dos interruptores) asociada a la conexión del banco de autotransformadores.

Nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares:

- Construcción de una nueva línea de doble circuito entre las subestaciones Llepu y Linares, con una capacidad de, al menos, 197 MVA por circuito, a 35°C con sol.
- Construcción de dos medias diagonales, una de dos interruptores y la restante de un interruptor, completando la media diagonal asociada al banco de autotransformadores en S/E Llepu 154 kV, en configuración interruptor y medio.
- Construcción de dos paños de línea en S/E Linares 154 kV, en configuración barra simple, en los espacios generados por el proyecto “Ampliación en S/E Linares” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Llepu deberá ubicarse aproximadamente a 27 km al sur de la S/E Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km respecto de dicho punto.

Figura 10.141: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Llepu y nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Llepu dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares tendrá una extensión de 17,5 km y el enlace de seccionamiento en 220 kV tendrá una longitud aproximada de 1 km.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 154 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Greeley (un conductor por fase), mientras que para los enlaces 220 kV se mantienen las características actuales del tramo que se secciona.

10.2.34.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse a 27 km al sur de la S/E Ancoa, siguiendo el trazado de la línea 1x220 kV Ancoa – San Fabián, dentro de un radio de 5 km en torno a dicho punto. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 154 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer el trazado de la línea de 154 kV, la ubicación de la nueva subestación y el enlace

de seccionamiento en 154 kV, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

10.2.34.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Seccionadora Llepu y nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares” se consideró lo siguiente.

Tabla 106: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Llepu

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Autotransformador monofásico, 220/154 kV, 100 MVA	4
2	Interruptor 220 kV	5
3	Interruptor 154 kV	2
4	Transformador de corriente 220 kV	30
5	Transformador de corriente 154 kV	12
6	Transformador de potencial 220 kV	15
7	Transformador de potencial 154 kV	9
8	Desconectador trifásico 220 kV sin conexión de puesta a tierra	6
9	Desconectador trifásico 220 kV con conexión de puesta a tierra	2
10	Desconectador monofásico 220 kV, tipo pantógrafo	16
11	Desconectador trifásico 154 kV sin conexión de puesta a tierra	3
12	Desconectador monofásico 154 kV, tipo pantógrafo	10
13	Pararrayos 220 kV	15
14	Pararrayos 154 kV	3
15	Trampa de onda	4

Tabla 107: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 2x154 kV Llepu – Linares

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Interruptor 154 kV	5
2	Desconectador trifásico 154 kV sin conexión de puesta a tierra	8
3	Desconectador trifásico 154 kV con conexión de puesta a tierra	4
4	Transformador de corriente 154 kV	24
5	Transformador de potencial 154 kV	12
6	Pararrayos 154 kV	12
7	Torre de anclaje doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase, 90°	6
8	Torre de anclaje doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase, 30°	10
9	Torre de suspensión doble circuito, 154 kV, 1 conductor por fase	41

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
10	Conductor AAAC Greeley (metros)	110.691
11	Trampa de onda	8

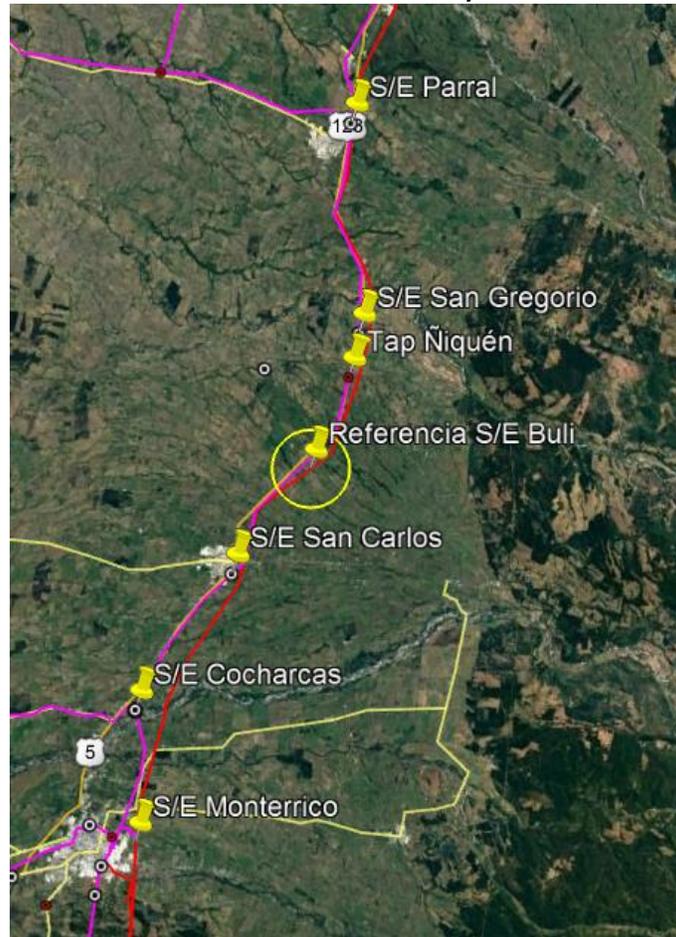
10.2.35 NUEVA S/E SECCIONADORA BULI

10.2.35.1 Situación existente

La línea de transmisión 1x154 kV Parral – Monterrico, de propiedad de Transelec, se extiende desde la comuna de Parral, en la región del Maule hasta la comuna de Chillán, en la región de Ñuble. Tiene una longitud aproximada de 62 km y posee conductores Cu 300 MCM y Copperweld 4/0E, con una capacidad del tramo de 107 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

La línea de transmisión 1x66 kV Parral – Cocharcas, de propiedad de CGE, se extiende desde la comuna de Parral, en la región del Maule, hasta la comuna de San Carlos, en la región de Ñuble. Tiene una longitud aproximada de 51 km y posee conductores Cu 1/0 AWG y AAAC Butte en su extensión, sin embargo, el tramo de interés (Tap Ñiquén – San Carlos) posee el conductor Cu 1/0 AWG, con una capacidad de 31 MVA a 35° C con sol, de acuerdo a la información obtenida de Infotécnica del Coordinador.

Figura 10.142: Líneas 1x154 kV Parral – Monterrico y 1x 66 kV Parral - Cocharcas²⁷.



Es preciso indicar que, en la zona se encuentran en ejecución las siguientes obras de transmisión (entre las S/E Parral y S/E Monterrico en 154 kV, y entre S/E Parral y S/E Cocharcas en 66 kV):

- Ampliación en S/E San Carlos (D418/2017)
- Ampliación en S/E Parral (D418/2017)
- Seccionamiento en S/E San Gregorio (D418/2017)
- Ampliación en S/E San Gregorio (D418/2017)
- Ampliación en S/E Monterrico (D418/2017)
- Ampliación en S/E Monterrico (D293/2018)
- Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT) (D171/2020)

Sin perjuicio de lo anterior, el desarrollo de las obras antes listadas, no tienen influencia en el desarrollo de la nueva S/E propuesta.

²⁷ Sólo se muestran los niveles de tensión 154 kV y 66 kV.

10.2.35.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada Buli.
- Seccionamiento de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, con enlaces de capacidad de, a lo menos, la misma capacidad del correspondiente tramo de línea a seccionar.
- Seccionamiento de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas, en el tramo Tap Ñiquén – San Carlos, con enlaces de capacidad de, a lo menos, 46 MVA a 35° C con sol. Referencialmente se ha considerado un conductor AAAC Butte.
- Instalación de un nuevo transformador 154/66 kV, 75 MVA con cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).

Será responsabilidad del adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado adicional que deberá construirse para el seccionamiento de líneas según lo indicado anteriormente, incluyendo para dichos efectos la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres, según corresponda.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Construcción y habilitación de patio de 154 kV en subestación Buli. El patio de 154 kV deberá contar con configuración Doble Barra Principal y Barra de Transferencia. Referencialmente el equipamiento se ha considerado en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Las barras 154 kV deberán considerar una capacidad mínima de 400 MVA con 75°C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 5 paños en 154 kV: Dos de ellos para el seccionamiento de la línea en configuración doble barra principal y barra de transferencia, uno para el lado de 154 kV del nuevo transformador, un paño seccionador y un paño acoplador. Espacio para un paño adicional en 154 kV.
- Construcción y habilitación de patio de 66 kV en subestación Buli. El patio de 66 kV deberá contar con configuración Barra Principal y Barra de Transferencia. Referencialmente el equipamiento se ha considerado en tecnología AIS o Air Insulated Switchgear. Las barras de 66 kV deberán considerar una capacidad mínima de 300 MVA con 75° C en el conductor y 35° C temperatura ambiente con sol.
- Construcción de 4 paños en 66 kV: Dos de ellos para el seccionamiento de la línea en configuración barra principal y barra de transferencia, uno para el lado de 66 kV del nuevo transformador y un paño acoplador. Espacio para dos paños adicionales en 66 kV.
- Nivelación de terreno para futuro patio de Media Tensión (MT).
- Construcción de canalizaciones para equipos y paños a instalar.
- Construcción de Sala de Control.
- Construcción de Foso Recolector de Aceite y Muro Cortafuego para transformador.
- Equipamiento de control, medición, protecciones, telecomunicaciones, SCADA y servicios auxiliares.

-
- Compra de terreno para la subestación.
 - Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
 - Movimientos de tierra, plataforma, mallas de puesta a tierra (subterránea y/o aérea), obras civiles y fundaciones, cierros perimetrales, caminos, entre otras.

10.2.35.3 Factibilidad técnica

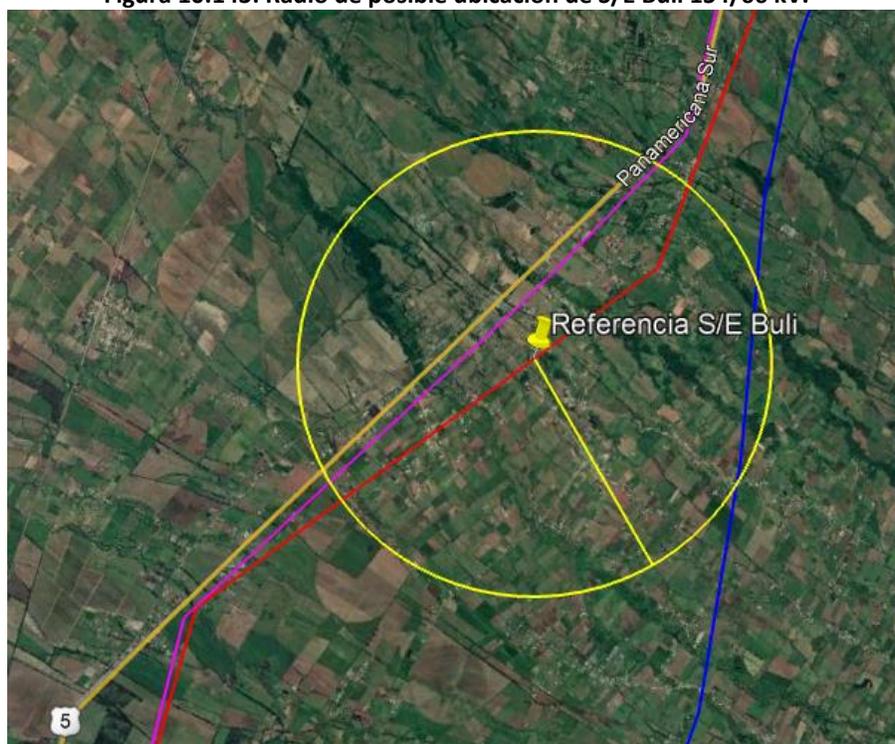
La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente afectando mínimamente la operación de las instalaciones en servicio.

La subestación deberá ubicarse en un radio de 3 kilómetros medidos desde el punto ubicado 29 kilómetros al sur de la subestación Parral, siguiendo el trazado de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, tal como muestra la Figura 2. En lo referente a los terrenos a utilizar, no se observan dificultades en términos de grandes movimientos de tierra asociado a la construcción de la subestación.

Para la conexión de los enlaces a la nueva subestación, tanto de la línea 1x66 kV Parral – Cocharcas, como de la línea 1x154 kV Parral – Monterrico, será necesaria la tramitación de las respectivas servidumbres. Por otra parte, dichos enlaces deberán ser considerados en la respectiva tramitación ambiental del proyecto.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

Figura 10.143: Radio de posible ubicación de S/E Buli 154/66 kV.



10.2.35.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra en la nueva subestación seccionadora Buli se consideró lo siguiente.

Tabla 108: Suministro y montaje de equipos principales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Transformador 3F 154/66 kV, 75 MVA	1
2	Interruptor 154 kV	5
3	Interruptor 66 kV	4
4	Desconectador 3F 154 kV s/cpt	14
5	Desconectador 3F 154kV c/cpt	2
6	Desconectador 3F 66 kV s/cpt	8
7	Desconectador 3F 66 kV c/cpt	2
8	Transformador de Corriente 154 kV	30

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
9	Transformador de Corriente 66 kV	12
10	Transformador de Potencial 154 kV	12
11	Transformador de Potencial 66 kV	7
12	Pararrayos 154 kV	9
13	Pararrayos 66 kV	9
14	Condensador de Acoplamiento 154 kV	4
15	Trampa de Onda	4

Tabla 109: Materiales para Enlaces de Seccionamiento 154 y 66 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
1	Conductor de Cobre Cu 300 MCM (metros)	600
2	Conductor AAAC Butte (metros)	3600
3	Torre de Anclaje 154 kV doble circuito, 1 cond. Por fase (90°)	2
4	Torre de Anclaje 66 kV doble circuito, 1 cond. Por fase (90°)	2
5	Torre de Anclaje 66 kV, doble circuito, 1 cond. Por fase (30°)	2

10.2.36 NUEVA S/E ITATA Y NUEVA LÍNEA 1X66 ITATA – HUALTE

10.2.36.1 Situación existente

Actualmente en la zona aledaña a la comuna de Quirihue, ubicada en la región de Ñuble, se encuentra la subestación Quirihue, propiedad de CGE. La subestación Quirihue cuenta con 3 niveles de tensión, 33 kV, 23 kV y 13,2 kV y a ella se conectan 4 alimentadores, 2 en 23 kV y 2 en 13,2 kV. Una vista de la situación en la zona se presenta en la siguiente figura.

Figura 10.144: Situación actual en la zona.



La obra a realizar contempla la construcción de una nueva subestación en las cercanías de la actual subestación Quirihue, con el fin de absorber los aumentos de demanda en el futuro, y una nueva línea de transmisión en 66 kV que interconecte la nueva subestación con la subestación Hualte.

10.2.36.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva subestación, denominada Itata, con patios en 66 kV y 23 kV, en configuración barra principal con barra de transferencia y barra simple respectivamente.
- Instalación de un transformador de poder 66/23 kV de 20 MVA.
- Construcción de una nueva línea de transmisión 1x66 kV entre la subestación Itata y la subestación Hualte.

En virtud de lo señalado anteriormente, se detallan a continuación las características y obras requeridas para la nueva subestación y nueva línea de transmisión:

Nueva S/E Itata:

Patio 66 kV

- Construcción de un patio de 66 kV en configuración barra principal y barra de transferencia, con espacio en barra y plataforma para la conexión del equipo de transformación, el paño acoplador y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño de línea.
- Construcción de paño para el transformador.
- Construcción de paño acoplador de barras.

Transformador

- Instalación de un transformador 66/23 kV de 20 MVA de capacidad.
- Construcción de foso recolector de aceite, canalizaciones, fundaciones y toda obra civil requerida para la correcta instalación y funcionamiento del equipo.

Patio 23 kV

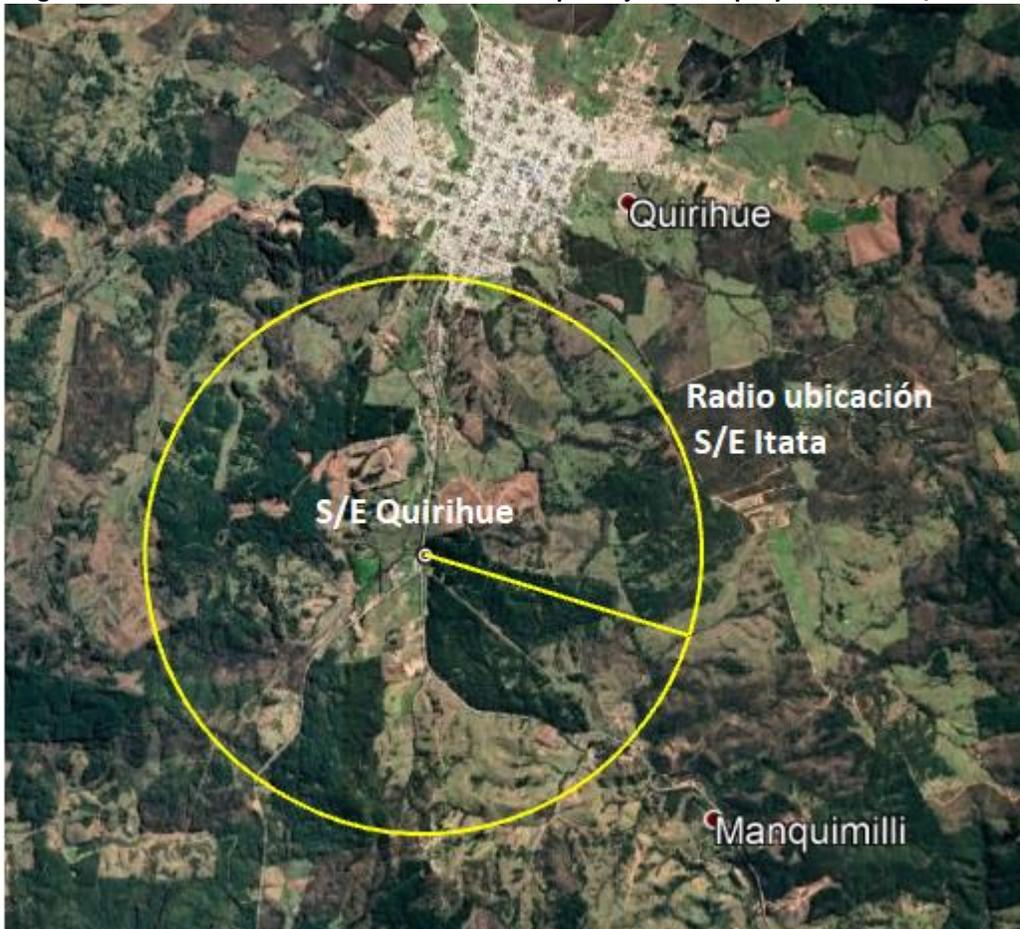
- Construcción de barra en 23 kV en configuración barra simple para realizar la conexión del equipo de transformación, dos alimentadores existentes, servicios auxiliares y espacio en barra y plataforma para dos paños futuros.
- Construcción de paño para el transformador.
- Construcción de paño de SSAA.

Nueva línea 1x66 kV Itata - Hualte:

- Construcción de una nueva línea de simple circuito entre las subestaciones Itata y Hualte, con una capacidad de, al menos, 46 MVA por circuito, a 35° C con sol.
- Construcción del paño de línea en S/E Itata 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia.
- Construcción del paño de línea en S/E Hualte, en configuración barra principal y barra de transferencia, en el espacio generado por el proyecto “Ampliación en S/E Hualte” incluido en el presente plan de expansión.

La nueva subestación Itata deberá ubicarse dentro de un radio de 2 km respecto a la actual subestación Quirihue

Figura 10.145: Identificación del área referencial para ejecutar el proyecto nueva S/E Itata.



Dado lo anteriormente expuesto, y para efectos de la ingeniería conceptual desarrollada en el presente plan de expansión, se ha considerado una ubicación tentativa para la subestación Itata dentro del rango factible para su emplazamiento, obteniendo que, de manera preliminar la nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte tendrá una extensión de 20 km.

Asimismo, el conductor seleccionado para la nueva línea de 66 kV en este análisis preliminar corresponde a un AAAC Butte (un conductor por fase).

10.2.36.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

Como fue mencionado anteriormente, la nueva subestación deberá ubicarse dentro de un radio de 2 km en torno a la actual subestación Quirihue. En ese sentido, se propuso una ubicación tentativa para la subestación para efectos del desarrollo de la valorización y otros

análisis, verificando que tanto la subestación como la nueva línea de 66 kV cumplieran con los objetivos solicitados por el proyecto.

Adicionalmente, se utilizó como referencia el informe de Variables Ambientales y Territoriales presentado por el Ministerio de Energía y su información complementaria para establecer el trazado de la línea de 66 kV y la ubicación de la nueva subestación, de forma tal de que se minimizaran los impactos ambientales y sociales de la ejecución de este proyecto.

10.2.36.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La ubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización de la obra “Nueva S/E Itata y nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte” se consideró lo siguiente.

Tabla 110: Suministro y montaje de equipos principales Nueva S/E Itata

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador 3F 66/23 kV 20 MVA	1
2	Transformador de Potencial 23 kV, inductivo, 30 VA	3
3	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	5
4	Transformador de Corriente 23 kV	9
5	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	9
6	Pararrayos 66 kV	3
7	Interruptor 23 kV, 2500 A, 31,5 KA, Tipo Doghouse	1
8	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	3
9	Reconector alimentador 23 kV, 630 A, 10 kA con unidad de control	3
10	Desconector 3F 23 kV s/cpt 2000 A	8
11	Desconector 3F 66 kV s/cpt 3150 A	6
12	Desconector 3F 66 kV c/cpt 2500 A	1

Tabla 111: Suministro y montaje de equipos y estructuras principales Nueva línea 1x66 kV Itata – Hualte

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	4
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
3	Poste H.A. 15 Mts. 1600 Kg. Ruptura - suspensión	90
4	Poste H.A. 15 Mts. 1600 Kg. Ruptura -anclaje	10
5	Pararrayos 66 kV	6
6	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
7	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	4
8	Desconectador 3F 66 kV c/cpt 2500 A	2
9	Conductor Aluminio AAAC Butte 158 mm ²	60.000

10.2.37 NUEVA LÍNEA 1X66 KV SANTA ELISA - QUILMO II

10.2.37.1 Situación existente

Actualmente la subestación Santa Elisa y la subestación Quilmo II, ambas de propiedad de la Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda. (Copelec), no se encuentran conectadas entre sí. En el caso de la subestación Santa Elisa, esta se ubica aproximadamente a 100 m.s.n.m y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 752.923 Este, 5.942.914 Sur, mientras que la subestación Quilmo II se ubica aproximadamente a 128 m.s.n.m y con coordenadas referenciales UTM WGS84 zona 18H: 759.140 Este, 5.940.597 Sur, ambas en la región de Ñuble, comuna de Chillán Viejo.

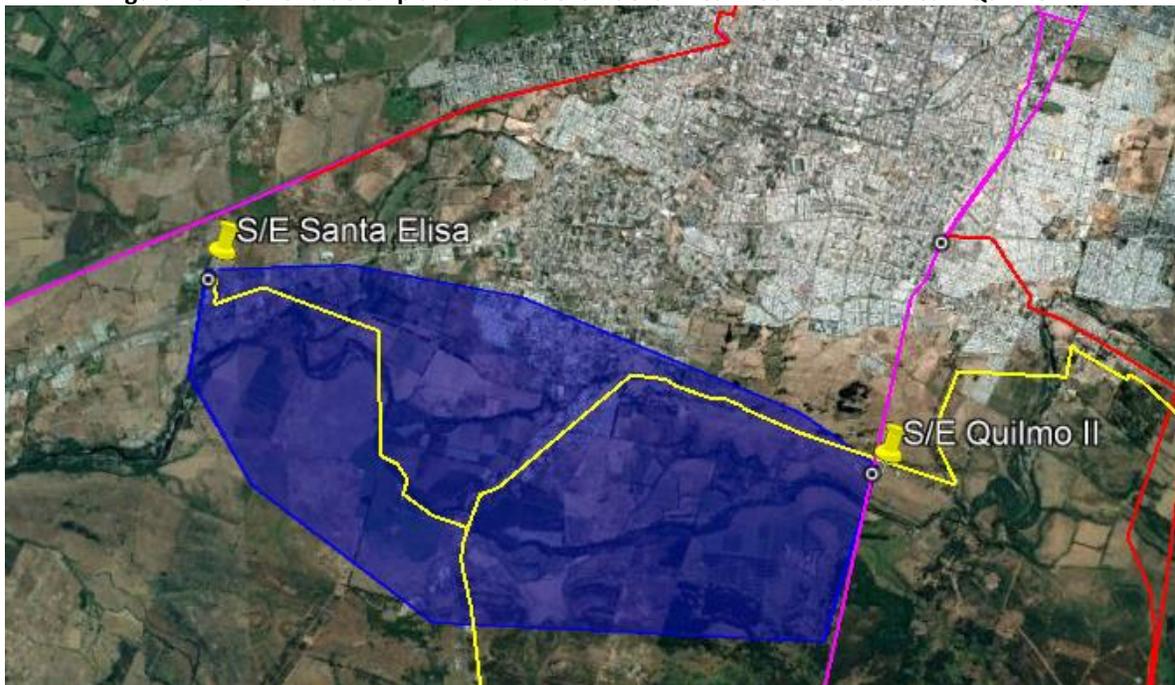
Figura 10.146: Vista de la S/E Santa Elisa.



Figura 10.147: Ubicación general y referencial de la S/E Quilmo II.



Figura 10.148: Zona de emplazamiento de la nueva línea 1x66 kV Santa Elisa – Quilmo II.



En base a los antecedentes publicados en la información del Coordinador Eléctrico Nacional que mantiene en su Sistema de Información Pública, es que sería necesario ampliar ambas subestaciones para permitir la conexión de la nueva línea propuesta en el presente plan de expansión. En cuanto al trazado de la línea, para efectos de la presente ingeniería conceptual se utiliza un trazado tentativo para valorizar la obra, sin perjuicio que será el adjudicatario de la obra quién definirá y tramitará ambientalmente el trazado definitivo.

10.2.37.2 Instalaciones a realizar

La obra general propuesta en el presente plan de expansión consiste en lo siguiente:

- Construcción de una nueva línea de simple circuito en 66 kV entre las subestaciones Santa Elisa y Quilmo II, de aproximadamente 10 km de longitud, con una capacidad de transporte de, al menos, 90 MVA a 35°C con sol.
- Construcción de torres de simple circuito, tanto de anclaje como de suspensión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Santa Elisa, cuya configuración en 66 kV corresponde a barra simple. La construcción del patio en 66 kV en esta subestación es parte de la obra “Ampliación en S/E Santa Elisa 33 kV (BS), Nuevo Patio 66 kV (BP+BT), Nuevo Transformador (ATAT) y Seccionamiento 1x66 kV Nueva Aldea – Santa Elvira” propuesta en el presente plan de expansión.
- Construcción de paños de línea en la S/E Quilmo II, cuya configuración en 66 kV será de barra simple.

En lo que respecta a la nueva línea es preciso indicar que se ha estimado la longitud del trazado de manera referencial y corresponderá al adjudicatario de la obra en la respectiva licitación, el determinar el trazado efectivo que tendrá la línea con motivos de la tramitación ambiental y el establecimiento de las respectivas servidumbres.

En base a lo dispuesto anteriormente, además se requiere lo siguiente:

- Obtención de permisos ambientales y sectoriales.
- Tramitación de servidumbres con propietarios de terrenos.
- Tendido de cable de guardia OPGW.
- Construcción de fundaciones para estructuras.

10.2.37.3 Factibilidad técnica

La ingeniería conceptual que se propone en el presente anexo ha considerado en su definición la factibilidad técnica de ejecución, por cuanto es posible construir las obras detalladas anteriormente sin afectar el suministro y operación de las instalaciones en servicio.

El proyecto contempla el trazado de una línea de aproximadamente 10 km, por ende, la tramitación ambiental, la obtención de los permisos sectoriales y la adquisición de las servidumbres, deberá ser realizada en su totalidad por el adjudicatario de la obra de transmisión.

Para la conexión de los extremos de los paños de línea, es necesaria previamente o de manera coordinada la construcción o ampliación de las barras respectivas que permitan la construcción e instalación de los paños de línea correspondientes.

Adicionalmente, no se observan interferencias para la ejecución de las obras, siendo responsabilidad del adjudicatario el diseño de la solución y el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que respecta a las distancias mínimas del equipamiento eléctrico. Tampoco se visualizan otros requerimientos especiales para la ejecución de la obra.

10.2.37.4 Listado de equipos y estructuras principales.

La cubicación se ha realizado a nivel de ingeniería conceptual y es precisa en cuanto a los equipos eléctricos principales y en el tipo de obras civiles a construir, pero las cantidades de materiales eléctricos menores y de obras civiles son estimadas sobre la base de planos y documentos de instalaciones similares que ha tenido a la vista esta Comisión.

Algunos materiales menores no se incluyen por cuanto su determinación se realiza en la etapa de ingeniería de detalle, como es el caso de conectores, cadenas de aisladores y otros similares.

Para la valorización del proyecto se consideró lo siguiente.

Tabla 112: Listado de equipos principales.

N °	Equipo	Cantidad
1	Transformador de Potencial 66 kV, inductivo, 30 VA	6
2	Transformador de Corriente 66 kV, 3 Núcleos	6
3	Torre de anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. por fase (30°)	8
4	Torre de anclaje 66 kV simple circuito, 1 cond. por fase (90°)	7
5	Poste H.A. 18 Mts. 1600 Kg. Ruptura - suspensión	23
6	Pararrayos 66 kV	6
7	Interruptor 66 kV, 3150 A, 50 KA, Comando Monopolar	2
8	Desconectador 3F 66 kV s/cpt 3150 A	2
9	Desconectador 3F 66 kV c/cpt 2500 A	2
10	Conductor Aluminio AAAC Greeley 470 mm ²	31.500

11 ANEXO 3: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS

11.1 METODOLOGÍA DE LA VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

La metodología para la estimación de los Valores de Inversión (V.I.) de cada uno de los proyectos individualizados en el presente informe, se realizó por medio del cálculo de módulos de inversión contenidos en un conjunto de planillas interrelacionadas y alimentadas con precios unitarios de elementos y mano de obra, cantidad de materiales, rendimientos de montaje y desmontaje, entre otros, tanto para proyectos de subestaciones de alta tensión como para líneas de transmisión, utilizando para ello la ingeniería conceptual presentada para cada uno de los proyectos.

El procedimiento general de cálculo está diseñado de forma tal que, en un primer lugar, se selecciona el tipo de proyecto que se debe valorizar, pudiendo elegirse entre subestación o línea de transmisión, para luego ir incorporando los diferentes elementos que componen el proyecto, definidos como módulos, estando éstos previamente cubricados y valorizados en el modelo.

11.1.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO DE VALORIZACIÓN

I. Listas de equipos, materiales y elementos constructivos base

El primer grupo contiene las siguientes categorías:

i. Parámetros del Modelo

Contiene el valor unitario de parámetros utilizados en todas las valorizaciones, como los siguientes:

- Valor Dólar, horas laborables, precio combustible.
- Costos unitarios de mano de obra (sueldo mensual y costo HH de cada categoría de trabajador).
- Máquinas, vehículos y equipos especiales. Valor arriendo hora y rendimientos.
- Costos mensuales arriendos e insumos para instalaciones de faenas.

ii. Lista de Materiales Base

Contiene el listado base de equipos y materiales con precio unitario, identificados con un código y una descripción, para los cuales se indica la unidad y el costo unitario. Están agrupados en las siguientes familias:

- Accesorios de Líneas
- Aisladores
- Alumbrado exterior
- Armarios protección, control y comunicaciones
- Cables de control
- Cables de guardia

-
- Cables de poder
 - Celdas de media tensión
 - Materiales de cierros perimetrales
 - Equipos de compensación reactiva
 - Condensadores estáticos
 - Conductores desnudos
 - Conectores
 - Desconectores
 - Dispositivos protección, control y medida
 - Ductos GIS
 - Estructuras de subestaciones
 - Reconectores
 - Excavación y rellenos
 - Equipos GIS intemperie
 - Equipos GIS interior
 - Equipos HCS (Hybrid Compact Switchgear)
 - Herrajes y ferretería
 - Interruptores de poder
 - Malla de puesta a tierra
 - Materiales de obras civiles
 - Materiales eléctricos varios
 - Mufas
 - Pararrayos
 - Postes para líneas de transmisión
 - Reactores de poder
 - Equipos para servicios auxiliares
 - Torres y estructuras para líneas de transmisión
 - Transformadores de corriente
 - Transformadores de potencial
 - Transformadores de poder

iii. Listado de Estructuras

Contiene el código, descripción, unidad (kg), peso unitario y costo de cada estructura, clasificadas de la siguiente forma:

- Estructuras soporte equipos subestaciones
- Estructuras altas de subestaciones
- Estructuras líneas de transmisión

iv. Listado de Fundaciones

Contiene el dimensionamiento y costo unitario de los materiales de las fundaciones correspondientes a las estructuras y equipos definidos previamente.

Los elementos componentes considerados en las fundaciones son los siguientes:

- Armadura

- Hormigón H10
- Hormigón H25
- Moldaje
- Pernos de Anclaje
- Excavación a Máquina
- Relleno con material de obra

v. Lista de Cables de Control

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de cables de control, que se utilizan para el conexionado de los equipos de patio con los armarios de protección y control que se instalan en el interior de la casa de control.

Se consideran los tipos de cables de control habitualmente utilizados en el conexionado de los equipos de subestaciones. Para determinar la cantidad, se considera una distancia media entre el equipo y la casa de control.

vi. Control y Protecciones

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los dispositivos y materiales de control y protecciones, utilizados para los equipos o conjuntos de equipos primarios de una subestación.

vii. Conexiones de Potencia y Puesta a tierra

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales de conexiones de potencia y de conexión de puesta a tierra de los equipos primarios de una subestación.

Los materiales considerados son los conductores y conectores para las conexiones de potencia, y los conductores y soldaduras de termofusión para las conexiones de puesta a tierra.

viii. Canalizaciones

Contiene la definición, dimensionamiento y costo unitario de los materiales utilizados en la construcción de ductos y canalizaciones en general, utilizados para los equipos o conjuntos de equipos primarios de una subestación.

II. Cuadrillas de Montaje (Mano de obra)

El segundo grupo contiene las categorías que se indican a continuación, en las cuales se dimensionan las cuadrillas de montaje y se calcula el costo de la HH de cuadrilla, para la instalación de los equipos y materiales definidos en las categorías del primer grupo.

De este modo, para este grupo son las siguientes:

- Cuadrillas de montaje materiales base
- Cuadrillas de montaje de estructuras
- Cuadrillas de montaje de fundaciones
- Cuadrillas de montaje de cables de control

- Cuadrillas de montaje conjunto de equipos de control y protecciones
- Cuadrillas de montaje de conexiones de potencia
- Cuadrillas de montaje de puesta a tierra de equipos
- Cuadrillas de montaje de canalizaciones

III. Costos de Montaje (equipos para el montaje)

El tercer grupo contiene la cubicación y costo de la maquinaria y equipo especial asociado al montaje de equipos, estructuras y otros elementos relacionados con subestaciones y/o líneas de transmisión. Entrega el valor unitario asociado al montaje de materiales y equipos mediante un modelo que toma en cuenta el tiempo de ejecución para el montaje de cada elemento.

De este modo, para este grupo son las siguientes:

- Costo de montaje de materiales base.
- Costo de montaje de estructuras
- Costo de montaje de fundaciones
- Costo de montaje de cables de control
- Costo de montaje conjunto de equipos de control y protecciones
- Costo de montaje conexiones de potencia.
- Costo de montaje de puesta a tierra de equipos
- Costo de montaje de canalizaciones

IV. Módulos de costos de equipos, materiales e instalaciones

En el cuarto grupo se calcula el costo unitario de módulos de equipos e instalaciones, entendiendo por módulo todos los equipos y materiales asociados al equipo o instalación, incluyendo el costo de los materiales, el costo por mano de obra y el costo de montaje, desglosados en eléctricos y civiles.

Para este grupo son las siguientes:

i. Costos unitarios totales de materiales, equipos y estructuras

Contiene el resumen de costos unitarios para materiales, accesorios, equipos y estructuras considerando el precio del elemento, la mano de obra asociada a la cuadrilla para su instalación y costos por uso de equipo de montaje.

A modo de ejemplo, en el caso de un desconectador, se incluye el costo del equipo, su montaje, la estructura soporte, la fundación, las conexiones potencia y de puesta a tierra, los cables de control y las canalizaciones hasta la canaleta del paño en que se instala. En el caso de transformadores de poder y equipos de compensación, se incluyen además los armarios de control y protección y los dispositivos de protección y medida.

ii. Malla de puesta a tierra aérea y subterránea

Contiene la cubicación y costos asociados a los materiales e instalación de mallas de puesta a tierra aérea y subterránea para distintas configuraciones, utilizando para ello un modelo que calcula las labores y materiales por metro cuadrado de cada tipo de malla de puesta a tierra.

iii. Movimiento de tierras y plataforma

Contiene modelo que permite establecer la cubicación y costos asociados a materiales e instalación de plataformas en subestaciones. Adicionalmente, contiene estimaciones de las labores necesarias para la realización de movimientos de tierra y preparación de terrenos en proyectos de subestaciones y otros.

iv. Cierros y caminos

Contiene la cubicación y costos asociados a materiales y construcción de cierros interiores y exteriores en subestaciones, así como sus caminos interiores.

v. Cadenas de aisladores

Contiene modelo para dimensionar las cadenas de aisladores a utilizar en un proyecto utilizando parámetros como el nivel de tensión, altura sobre el nivel del mar, temperatura promedio y nivel de contaminación. Adicionalmente entrega los costos de material, mano de obra y montaje para las cadenas de aisladores cubicadas por el modelo.

vi. Casas de control y salas de celdas

Contiene modelo para la cubicación y determinación de costos, labores y actividades asociadas a la construcción de casas y casetas de control junto a salas de celdas, utilizando para ello sus dimensiones y principales niveles de tensión.

vii. Estructuras especiales de hormigón

Contiene cubicación, costos y labores asociadas a la construcción de muros cortafuego y fosos colectores/separadores de aceite utilizados en transformadores de poder, reactores y otros equipos.

viii. Instalación de faenas

Contiene el dimensionamiento, costo y labores asociadas a las instalaciones de faenas del proyecto que se valoriza. Se distinguen tres tipos de instalación de faenas según la magnitud de las obras que se deban desarrollar, obteniéndose un valor que dependerá de los plazos constructivos del proyecto analizado.

ix. Líneas soterradas

Contiene la cubicación, costos y labores involucradas en la construcción e instalación de distintos tipos de líneas soterradas, tanto para alta como media tensión.

V. Módulos Integrados

En el quinto grupo se calcula el costo unitario de módulos integrados de subestaciones, además de otros costos asociados a los proyectos, pero que no incluyen equipos y materiales.

Para este grupo son las siguientes:

i. Módulos integrados de paños subestación

Corresponde a la incorporación de equipos, estructuras y otros elementos en conjuntos predefinidos estándar para diferentes tipos de paños. Incluye el costo de materiales, mano de obra y montaje eléctrico y civil de, entre otros:

- Paños de línea en diferentes configuraciones y niveles de tensión
- Paños seccionadores, acopladores de barras y otros, en diferentes niveles de tensión
- Paños asociados a equipos especiales.

ii. Módulos integrados de esquemas de barras

Corresponde a la incorporación de equipos, estructuras y otros elementos en conjuntos predefinidos estándar, y que están asociados a la instalación de diferentes tipos de configuraciones de barra en el patio de una subestación. Incluye el costo de materiales, mano de obra y montaje eléctrico y civil de, entre otros:

- Estructuras, conductor y accesorios de barras en distintas configuraciones y niveles de tensión
- Equipamiento de medida, control y protecciones asociadas a diferentes configuraciones de barra
- Canalizaciones estándar según configuración de patio y nivel de tensión asociado.

iii. Módulos integrados de servicios auxiliares

Corresponde a la incorporación de equipos, estructuras y otros elementos en conjuntos predefinidos estándar para los servicios auxiliares de subestaciones en diferentes niveles de tensión y con diferentes funcionalidades. Incluye el costo de materiales, mano de obra y montaje eléctrico y civil de, entre otros:

- Transformadores de servicios auxiliares
- Armarios, gabinetes, sistema SCADA y comunicaciones
- Tableros de distribución

- Cables de control, protecciones y otras instalaciones comunes.

iv. Módulos integrados de equipos mayores

Corresponde a la incorporación de equipos, estructuras y otros elementos en conjuntos predefinidos estándar, y que están asociados a la instalación de equipos mayores en subestaciones. Incluye el costo de materiales, mano de obra y montaje eléctrico y civil de, entre otros:

- Bancos de autotransformadores en diferentes niveles de tensión
- Bancos de reactores en diferentes niveles de tensión
- Plataformas de compensación serie
- Bancos de condensadores.

v. Módulo integrado de Inspección Técnica de Obras

Contiene el dimensionamiento en cuanto a tiempo, cantidad de profesionales y dedicación requeridos en la Inspección Técnica de Obras para distintos tipos de proyectos. A su vez, toma en cuenta todos los elementos adicionales requeridos para que dichos profesionales puedan ejercer sus funciones, de acuerdo con la práctica usual en estos tipos de proyectos.

A partir de lo anterior se genera un modelo que permite calcular los costos por este ítem en función de los plazos constructivos de la obra que se está valorizando.

vi. Módulo integrado de administración, supervisión y gastos generales

Contiene el dimensionamiento en cuanto a tiempo, cantidad de profesionales y dedicación requeridos en la administración, supervisión y gastos generales para distintos tipos de proyectos. Adicionalmente, dependiendo del tipo de proyecto que se valoriza, este módulo genera diferentes estimaciones de otras componentes incluidas en los costos indirectos de una obra, como son:

- Seguros
- Utilidades del contratista
- Costos por contingencias e imprevistos.

VI. Fichas de evaluación de proyectos

El sexto grupo corresponde a una serie de fichas editables que permiten la incorporación de los distintos elementos que intervienen en un proyecto, sea este de subestación o de líneas de transmisión. En particular, para proyectos de subestaciones se tienen las siguientes fichas:

i. Formulario General

En esta ficha se ingresa el nombre del proyecto, tipo de obra y datos generales como ubicación, altura de emplazamiento, tipo de faena, duración de faena, entre otros.

ii. Instalaciones comunes de subestación

Permite la incorporación del movimiento de tierras estimado para el desarrollo del proyecto, construcción de plataformas, mallas de puesta a tierra, cierros, casas de control o de celdas, entre otras obras civiles.

iii. Formulario de barras y equipos/obras asociadas

Permite incorporar las labores relacionadas con la construcción y ampliación de barras en diferentes niveles de tensión, considerando los equipos, conductor, canalizaciones y otras obras civiles y eléctricas asociadas.

iv. Formulario de servicios auxiliares y protecciones

Permite incluir en el proyecto que se valoriza los equipos, elementos y labores que requieren para ejecutar la construcción y/o ampliación de los servicios auxiliares de una subestación.

v. Formulario de paños

Permite la incorporación de las labores relacionadas con la construcción y ampliación de paños en diferentes configuraciones y niveles de tensión, considerando todos los equipos, materiales y obras civiles involucrandos en ello.

vi. Formulario de equipos mayores

Permite la incorporación de las labores relacionadas con la construcción e instalación de equipos como transformadores de poder, reactores, bancos de capacitores, plataformas de compensación serie, entre otros, tomando en cuenta todos los equipos, elementos, y obras civiles requeridos para ello.

vii. Modelo para líneas de transmisión

Para la valorización de líneas de transmisión, se consideran fichas de proyecto similares a las descritas en los numerales anteriores para el caso de subestaciones, con la diferencia de que se incluye una hoja especial asociada a la incorporación de las labores de suministro y montaje de líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión.

Visualización de Resultados

Por cada proyecto valorizado se entrega el siguiente cuadro resumen:

TÍTULO DEL PROYECTO		USD
1	Costos Directos	(1.1+1.2+1.3+1.4)
1.1	Ingeniería	\$
1.2	Instalación de Faenas	\$
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	\$
1.4	Intervención de Instalaciones dedicadas	\$

2	Costos Indirectos	(2.1+2.2+2.3+2.4+2.5+2.6)
2.1	Gastos Generales y Seguros	\$
2.2	Inspección Técnica de Obra	\$
2.3	Utilidades del Contratista	\$
2.4	Contingencias	\$
2.5	Servidumbre	\$
2.6	Intervención de Instalaciones dedicadas	\$
3	Monto Contrato	(1+2)
4	Intereses Intercalarios	\$
	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	(3+4)

11.1.2 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES UTILIZADAS

En la elaboración del modelo de valorización se han utilizado algunos criterios de dimensionamiento y ciertas consideraciones opcionales, con la finalidad de tomar en cuenta las particularidades de cada proyecto específico. De esta forma, se estima que el resultado obtenido proporciona una aproximación razonable al valor de inversión.

A continuación, se describen los criterios y consideraciones de mayor relevancia.

I. Estructuras

Se utiliza el peso de estructuras estándares y de mayor frecuencia de uso en subestaciones y líneas de transmisión. Los valores se han obtenido de planos de fabricación.

II. Fundaciones

Para el dimensionamiento de fundaciones se consideran tres tipos de suelo opcionales, los clasificados tipo 2, tipo 4 y tipo 6 por criterios usados en la industria.

La cubicación de cada módulo de fundación se ha realizado sobre la base de planos a nivel de ingeniería de detalles.

III. Cables de Control

Se utilizan los tipos de cable de mayor uso y la cantidad de cable se dimensiona a partir de planos típicos de ingeniería de detalles. Para determinar la longitud de cables, se realiza una estimación de la distancia media de recorrido a través de ductos y canaletas entre el equipo y el punto de llegada en la casa de control.

IV. Control y Protecciones

Se utilizan los tipos y cantidades de protecciones estandarizados para cada tipo de instalación actualmente en uso, y que permiten dar cumplimiento a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

V. Cuadrillas de Montaje

Para cada elemento base de obras eléctricas y de obras civiles, se dimensiona una cuadrilla (equipo de trabajo) para el montaje o construcción, de acuerdo con las prácticas usuales y actuales de las empresas contratistas.

VI. Rendimientos de Montaje y Construcción

Se considera un rendimiento diario de montaje, de acuerdo a las prácticas actuales.

VII. Características del Terreno

El modelo de cálculo se ha elaborado con tres opciones de pendiente del terreno para el dimensionamiento del volumen del movimiento de tierras en subestaciones, considerando que esta variable incide significativamente.

VIII. Malla de Tierra

Para el dimensionamiento de malla de tierra en subestaciones se han definido tres opciones de reticulado, que conducen a diferentes cantidades de materiales, con el propósito de considerar la diferente resistividad del terreno que se presenta, según la ubicación de la instalación.

IX. Ingeniería

El costo por concepto de ingeniería se estima como un porcentaje aplicado al valor asociado a los equipos y materiales de la obra que se está valorizando, junto con su respectivo montaje. Dicho porcentaje puede variar dependiendo de la magnitud del proyecto que se esté analizando.

X. Instalación de Faenas

El costo de la instalación de faenas se calcula con tres componentes: costo inicial, costo mensual y costo de desmovilización. El primero y el tercero son fijos y el segundo depende del tiempo de construcción.

En el modelo de cálculo se consideran tres tipos de faenas que difieren en la cantidad y magnitud de la instalación inicial y, como consecuencia, en el costo asociado. El dimensionamiento se realiza según la práctica usual.

La aplicación en la valorización de proyectos de subestaciones se realiza según la magnitud de la obra y la cantidad de trabajadores requeridos para la construcción.

En el caso de las líneas de transmisión, solo se considera la instalación de faenas de menor tamaño, pero con una cantidad variable según la longitud de la línea, por cuanto en la práctica se utilizan instalaciones de faenas móviles que se van trasladando de ubicación, según el avance de la construcción.

XI. Pruebas y Puesta en Servicio

Se considera que son realizadas por una empresa externa especializada. Para determinar el valor de este ítem, se utiliza como estimación un porcentaje de los costos asociados a los equipos eléctricos involucrados en la obra que se está valorizando.

11.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

El dimensionamiento de las instalaciones correspondientes a un proyecto específico de subestación se realiza fundamentalmente con los módulos previamente dimensionados y valorizados que contiene el modelo de valorización. Además, se dispone de la opción de adicionar equipos individuales en caso de requerirse.

Para el dimensionamiento de las instalaciones de una línea de transmisión, dadas sus características, se dimensiona directamente en el formulario, introduciendo la cantidad que corresponda para cada uno de sus componentes de costos.

11.1.4 PRECIOS UNITARIOS

Los precios unitarios utilizados en el modelo de valorización se han obtenido principalmente del “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019” y, en aquellos elementos para los cuales no hay precio en el estudio mencionado, se han utilizado preferentemente precios del Estudio de Subtransmisión 2014 y del Informe Técnico Preliminar de Fijación de Cargos de Acceso Abierto a que se refieren el artículo 79° de la LGSE.

11.1.5 CÁLCULO DE LOS INTERESES INTERCALARIOS

Los intereses intercalarios por cada proyecto se determinan como la sumatoria de valores futuros de la inversión en los periodos correspondientes a través de la tasa de interés compuesto.

$$\sum_{i=1}^T VF_i = I_i * (1 + r)^{T-t_i}$$

Donde:

- VF=Valor Futuro
- I=Inversión total del periodo “i”
- T=total de periodos
- r=tasa de interés

Para la estimación de los intereses intercalarios de los proyectos, se consideran porcentajes típicos respecto del valor de inversión de proyectos de subestaciones y líneas de transmisión de diversa magnitud.

11.1.6 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN (C.O.M.A.).

Para la estimación del C.O.M.A. se han utilizado valores porcentuales respecto del valor total de inversión, de instalaciones similares valorizadas en el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019”.

11.2 CÁLCULO DE VIDA ÚTIL DE LOS PROYECTOS

La metodología para el cálculo de la vida útil de los proyectos de ampliación contenidos en el presente Informe Técnico se realizó mediante una estimación de todos los equipos, materiales y elementos que componen las obras con sus respectivas vidas útiles.

En particular, se incorporó al modelo de valorización descrito en el numeral 11.1 un procedimiento de cálculo que permite generar un inventario que individualiza todos los elementos involucrados en la ejecución del proyecto de transmisión valorizado, asociándoles un costo y una vida útil.

11.2.1 DESIGNACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA ELEMENTOS

Para determinar la vida útil de cada elemento contenido en la base de materiales del modelo de valorización, descrita en el numeral 11.1.1 y secciones posteriores, se clasificó cada elemento según la descripción contenida en la Resolución Exenta N° 412 de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, que “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles a que refiere el artículo 104° de la Ley General de Servicios Eléctricos y determina las vidas útiles de las instalaciones de transmisión que indica, aplicables por tres períodos tarifarios consecutivos”. De esta forma, se asignó una vida útil a cada elemento según lo indicado en la siguiente tabla:

N°	Categoría de elementos	Vida útil (Años)
1	Derechos relacionados con el uso de suelo y medio ambiente	Perpetuidad
2	Obras civiles	50
3	Estructuras de líneas y/o subestaciones	50
4	Elementos de sujeción y aislación	30
5	Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
6	Conductores y cables de guardias	50
7	Protecciones electromecánicas y/o electromagnéticas	20
8	Protecciones digitales	15
9	Equipos de control, telecomando, medición, comunicaciones y respaldo	10
10	Otros elementos secundarios de subestaciones o radioestaciones	40
11	Bienes inmuebles distintos a terrenos	50
12	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	15
13	Equipamiento de oficina no fungible	15
14	Equipamiento computacional y sistemas de vigilancia	5
15	Vehículos	5

11.2.2 INVENTARIO DE OBRAS

Consiste en una planilla que recopila todos los elementos utilizados en un proyecto de transmisión luego de su valorización, asociándoles cantidad, costo y vida útil.

Con lo anterior, se estima una anualidad del valor de inversión de cada elemento a partir de la vida útil asociada a éste, y una tasa de descuento del 7% después de impuesto. Dicha tasa corresponde a la individualizada en las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión, aprobada mediante Resolución Exenta N° 272 de la Comisión Nacional de Energía, de 26 de abril de 2019.

De esta forma, la anualidad del valor de inversión del elemento i del inventario se calcula como:

$$AVI_i = \frac{CU_i \cdot c_i \cdot r \cdot (1 + r)^{VU_i}}{(1 + r)^{VU_i} - 1}$$

Donde:

- CU_i = Costo unitario del elemento i
- c_i = Cantidad de elementos i
- r = Tasa de interés del 7%, después de impuestos.
- VU_i = Vida útil del elemento i según lo indicado en la Resolución Exenta N° 412 de 2018.

11.2.3 DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL DE UN PROYECTO

A partir de lo descrito anteriormente, se determina un equivalente de la anualidad del valor de inversión del proyecto como la suma de las anualidades de los elementos que la componen, así como su valor de inversión total. Por lo tanto, se tiene:

$$AVI_{eq} = \sum_{i=1}^N AVI_i$$

$$VI_{eq} = \sum_{i=1}^N CU_i \cdot c_i$$

Donde:

- N = Cantidad de elementos del inventario
- AVI_{eq} = anualidad del valor de inversión equivalente del proyecto
- VI_{eq} = valor de inversión equivalente del proyecto, calculado como la suma de los costos asociados a todos los elementos del inventario.

Finalmente, se determina la vida útil equivalente del proyecto resolviendo para VU_{eq} la siguiente ecuación:

$$AVI_{eq} = \frac{VI_{eq} \cdot r \cdot (1 + r)^{VU_{eq}}}{(1 + r)^{VU_{eq}} - 1}$$

12 ANEXO 4: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME

12.1 CONFIGURACIÓN DE BARRAS

BS: Barra Simple.

BS+BT: Barra Simple y Barra de Transferencia.

BPS+BT: Barra Principal Seccionada y Barra de Transferencia.

2BP+BT: Doble Barra Principal y Barra de Transferencia.

2B+2I: Doble Barra con Doble Interruptor.

IM: Interruptor y Medio.

12.2 EQUIPOS

NTR ATAT: Nuevo Transformador de poder con ambos devanados en Alta Tensión.

NTR ATMT: Nuevo Transformador de poder con devanado en Alta y Media Tensión.

RTR ATMT: Reemplazo de Transformador de poder con devanado en Alta y Media Tensión.

HTR ATMT: Habilitación de Transformador de poder con devanado de Alta y Media Tensión.

NBC AT: Nuevo Banco de Condensadores conectado en Alta Tensión.

NBC MT: Nuevo Banco de Condensadores conectado en Media Tensión.

NCER AT: Nueva Compensación de Energía Reactiva conectado en Alta Tensión.



13 ANEXO 5: MINUTA PROYECCIÓN DE DEMANDA PLAN 2020