


INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023

Mayo de 2024

ÍNDICE

1	Introducción	7
2	Resumen Ejecutivo	10
3	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	11
3.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	11
3.1.1	Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho.....	11
3.1.2	Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte..	12
3.1.3	Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)	13
3.1.4	Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)	14
3.1.5	Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)	15
3.1.6	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM)	16
3.1.7	Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea	16
3.1.8	Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui	17
3.1.9	Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)	18
3.1.10	Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)	19
3.1.11	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	20
3.2	OBRAS NUEVAS.....	21
3.2.1	Nueva S/E Tomeco.....	21
3.2.2	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli.....	23
4	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	25
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	25
	Sistema A	25
4.1.1	Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)	25
4.1.2	Ampliación en S/E La Portada (BS)	26
4.1.3	Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada.....	27
4.1.4	Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT)	29
4.1.5	Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles	30
4.1.6	Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)	31
4.1.7	Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)	32
4.1.8	Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	34
4.1.9	Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur.....	35
	Sistema D	36
4.1.10	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	36

4.1.11	Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)	37
4.1.12	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT).....	38
Sistema E		39
4.1.13	Ampliación en S/E Bollenar 110 kV (BS)	40
4.1.14	Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT).....	40
4.1.15	Ampliación en S/E Fuentecilla (BP+BT).....	41
4.1.16	Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT).....	42
4.1.17	Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)	43
4.1.18	Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)	44
4.1.19	Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT).....	45
4.1.20	Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	46
4.1.21	Ampliación en S/E Pitrufquén (NTR ATMT)	47
Sistema F		49
4.1.22	Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	49
4.2	OBRAS NUEVAS.....	50
Sistema A		50
4.2.1	Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores	51
4.2.2	Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle	52
4.2.3	Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	54
4.2.4	Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles.....	57
4.2.5	Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau.....	59
Sistema D		61
4.2.6	Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas	61
Sistema E		63
4.2.7	Nueva S/E Huelquén.....	63
4.2.8	Nueva S/E Cañaveral.....	65
4.2.9	Nueva S/E El Carmen	67
4.2.10	Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen.....	69
4.2.11	Nueva S/E El Quelmén	70
4.2.12	Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco.....	72
4.2.13	Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto	73
5	Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad	76
6	Fórmulas de Indexación de las Obras de Expansión	77

7	Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión	79
7.1	OBJETIVOS Y CRITERIOS GENERALES DE LA PLANIFICACIÓN	79
7.2	HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN	79
7.3	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	80
7.3.1	Criterios y variables ambientales y territoriales y objetivos de eficiencia energética.....	80
7.3.2	Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.....	82
7.3.3	Plan de obras de Generación y Transmisión.....	84
7.3.4	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	87
7.3.5	Proyección de Precios de Combustibles	103
7.3.6	Modelamiento de la Demanda y de las Unidades Solares y Eólicas	105
7.3.7	Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional.....	113
7.3.8	Costos de Falla	115
7.3.9	Tasas de Falla de Instalaciones de Transmisión.....	116
7.3.10	Análisis de Operación Futura.....	116
7.4	ANÁLISIS EFECTUADOS EN EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN.....	121
7.4.1	Etapa de Análisis Preliminar	121
7.4.2	Etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.....	122
7.4.3	Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional.....	124
7.4.4	Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio	125
7.4.5	Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos	128
7.4.6	Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos	130
7.4.7	Etapa de Análisis de Resiliencia	131
7.4.8	Etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común	135
7.4.9	Etapa de Conformación del Plan de Expansión	137
8	Evaluación de los Proyectos y Resultados	139
8.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	139
8.1.1	Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli.....	139
8.1.2	Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli.....	142
8.1.3	Tendido segundo circuito y refuerzo primer circuito Lagunillas – Charrúa 220 kV con seccionamiento en S/E Hualqui, Lagunillas – Charrúa 220 kV con seccionamiento en Nueva S/E Seccionaladora Tomeco.....	153
8.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	160
8.2.1	Sistema de compensación reactiva para la línea Nueva Pozo Almonte – Roncacho 220 kV.....	160
8.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	162
	Sistema A	162
8.3.1	Apoyo al sistema de Transmisión de Iquique	162

8.3.2	Apoyo al sistema de Transmisión de Antofagasta	167
	Sistema D	172
8.3.3	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	172
8.3.4	Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)	173
8.3.5	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	174
8.3.6	Nueva S/E El Peral, Seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y Normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas	175
	Sistema E	178
8.3.7	Nueva S/E Huelquén	178
8.3.8	Ampliación en S/E las Arañas (RTR ATMT)	180
8.3.9	Nueva S/E Cañaveral	181
8.3.10	Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen	183
8.3.11	Nueva S/E El Quelmén	185
8.3.12	Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)	187
8.3.13	Sistema de abastecimiento Coihueco – Pinto	187
8.3.14	Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)	189
8.3.15	Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)	190
8.3.16	Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	191
8.3.17	Ampliación en S/E Pitufquén (NTR ATMT)	193
	Sistema F	194
8.3.18	Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	194
8.4	ANÁLISIS DE RESILIENCIA.....	196
8.4.1	Shock de Precios de Combustible	196
8.4.2	Hidrologías Extremas	197
8.5	PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO	199
8.5.1	Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)	199
8.5.2	Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)	199
8.5.3	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM)	199
8.5.4	Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)	200
8.5.5	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	200
8.5.6	Nueva S/E Tomeco	200
8.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE MERCADO ELÉCTRICO COMÚN.....	201
9	Valorización de las Obras de Expansión.....	203
9.1	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	204
9.2	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	206

9.3	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	207
9.4	VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	213
10	Anexo 1: Proyectos no recomendados	216
11	Anexo 2: Metodología de valorización de proyectos.....	217
12	Anexo 3: Siglas utilizadas en el presente informe	218
13	Anexo 4: Metodología resiliencia	219

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, y sus modificaciones posteriores, 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 de precios, 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) que desarrolle el Ministerio de Energía, a la cual se refiere el artículo 83° de la misma ley, y 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 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° 380, de 30 de marzo de 2023.

Finalmente, el artículo 87º de la Ley, en su inciso final, concluye señalando que la planificación de la transmisión podrá considerar 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 87º. 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 estas. 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 92º de la Ley, a saber, los decretos de expansión de la transmisión. En el presente informe se especifican las obras de expansión que intervienen instalaciones de transmisión dedicadas.

Por otra parte, el artículo 91º de la Ley establece el procedimiento según el cual se debe realizar 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 e indistintamente, “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 87º de la Ley, y que puede además incluir las propuestas presentadas por promotores. Dicha propuesta fue debidamente presentada por el Coordinador en el presente proceso de planificación.

Por su parte, el inciso segundo del mismo artículo 91º 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.

El proceso de planificación de la transmisión, en cuanto al procedimiento y metodología aplicable, se encuentra regulado además a nivel reglamentario en el Decreto N° 37 del Ministerio de Energía, de 06 de mayo de 2019, publicado en el Diario Oficial el 25 de mayo de 2021, que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, en adelante, “Reglamento de Planificación” o “Reglamento”. Dado lo anterior, el proceso de planificación correspondiente al año 2023 se realizó íntegramente con arreglo a dicho reglamento.

En el mismo reglamento antes citado se establecen las normas relativas al registro de participación ciudadana a que se refiere el artículo 90º de la Ley. De este modo, la actualización del registro ya constituido para los procesos de planificación anteriores se realizó de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento.

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. Asimismo, se tuvieron en consideración las resoluciones que, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión¹, mensualmente emite la Comisión con la calificación de las instalaciones que entran en operación y aquellas instalaciones dedicadas que son intervenidas con obras de expansión cuya calificación cambia producto de ello.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en los artículos 87° y 91° de la Ley, así como en las demás disposiciones previamente citadas, a continuación, se presenta el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2023.

¹ Aprobado mediante Decreto N° 10 del Ministerio de Energía, de 01 de febrero de 2019, publicado en el Diario Oficial el 13 de junio de 2020.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este Informe Técnico Final consiste en presentar el Plan de Expansión Anual de la Transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) correspondiente al año 2023, 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 con lo establecido en el artículo 91° de la Ley.

Además, esta Comisión ha realizado sus propios análisis, basados en la metodología establecida en el Reglamento de Planificación, y en consideración a los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de planificación de la transmisión.

El presente Informe Técnico Final contiene un listado de obras de expansión del sistema de transmisión nacional y zonal. Dentro de estos listados se distinguen obras nuevas y obras de ampliación.

El presente plan de expansión contiene un total de 48 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 441 millones.

En el caso del sistema de transmisión nacional, se presenta un total de 13 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 105 millones, de las cuales 11 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 69 millones aproximadamente, y 2 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 36 millones aproximadamente.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal, se presenta un total de 35 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 336 millones, de las cuales 22 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de USD 86 millones aproximadamente, y 13 corresponden a obras nuevas, por un total de USD 250 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 (Planificación Energética de Largo Plazo) no incluyó polos de desarrollo.

Finalmente, se estima que las obras contenidas en el presente informe iniciarán su construcción a partir del primer semestre de 2026.

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 3-1: Obras de Ampliación del sistema de Transmisión Nacional

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
1	Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho	42	4.838.285	35	11	Edelnor Transmisión S.A.	Obligatoria
2	Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte	42	4.742.657	35	11	Red Eléctrica del Norte S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)	54	1.579.763	43	18	Empresa de Transmisión Eléctrica Transmel S.A.	Obligatoria
4	Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)	30	1.896.506	50	20	Interchile S.A.	Obligatoria
5	Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)	30	1.880.310	50	20	Interchile S.A.	Obligatoria
6	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM)	30	2.321.098	48	19	Transelect S.A.	Obligatoria
7	Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea	54	2.428.316	42	12	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	Obligatoria
8	Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui	54	36.400.140	37	17	Transelect S.A.	Obligatoria
9	Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)	30	2.001.475	48	19	Parque Eólico Campo Lindo SpA	Obligatoria
10	Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)	48	8.523.541	36	17	Eletrans S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	30	1.895.475	46	19	Transelect S.A.	Obligatoria

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

3.1.1 NUEVO REACTOR DE LÍNEA 1X220 KV NUEVA POZO ALMONTE – RONCACHO EN S/E RONCACHO

3.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo reactor para la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en la subestación Roncacho, dimensionado según los montos que el

Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, defina en las respectivas bases de licitación para efectos de permitir la energización de esta línea en el extremo de Roncacho. A su vez, el proyecto considera la construcción del paño de conexión para el nuevo reactor de forma que permita su conexión shunt a la línea 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, 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.

3.1.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 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 4.838.285 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 77.413 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 la obra “Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte”, individualizada en el numeral 3.1.2 del presente Informe.

3.1.2 NUEVO REACTOR DE LÍNEA 1X220 KV NUEVA POZO ALMONTE – RONCACHO EN S/E NUEVA POZO ALMONTE

3.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo reactor para la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en la subestación Nueva Pozo Almonte, dimensionado según los montos que el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, defina en las respectivas bases de licitación para efectos de permitir la energización de esta línea en el extremo de Nueva

Pozo Almonte. A su vez, el proyecto considera la construcción del paño de conexión para el nuevo reactor de forma que permita su conexión shunt a la línea 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, 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.

3.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 42 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 4.742.657 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 75.883 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.2.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho”, individualizada en el numeral 3.1.1 del presente Informe.

3.1.3 AMPLIACIÓN EN S/E CÓNDORES 110 KV (BP+BT)

3.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Condores, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Condores”.

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.

3.1.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

3.1.3.3 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 1.579.763 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 25.276 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 la obra “Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores”, individualizada en el numeral 4.2.1 del presente Informe.

3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)

3.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Cardones, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir 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, 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.

3.1.4.2 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.

3.1.4.3 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 1.896.506 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 30.344 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.5 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)

3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del galpón e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Maitencillo, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir 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, 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.

3.1.5.2 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.

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 1.880.310 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 30.085 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 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 Nogales, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir 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, 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 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.

3.1.6.3 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 2.321.098 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 37.138 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7 AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA CHARRÚA – LAGUNILLAS, TRAMO HUALQUI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO DE LÍNEA

3.1.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad del tramo comprendido entre la subestación Hualqui y la denominada “Estructura 166”, la cual corresponde al punto de seccionamiento de la actual línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas en la subestación Hualqui, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 700 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de este 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, 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.

3.1.7.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 2.428.316 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 38.853 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras: “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui” y “Nueva S/E Tomeco”, individualizadas en los numerales 3.1.8 y 3.2.1 respectivamente del presente Informe.

3.1.8 AUMENTO DE CAPACIDAD Y TENDIDO DE SEGUNDO CIRCUITO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – LAGUNILLAS CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI

3.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, junto con la construcción de sus respectivos paños de línea en las subestaciones Charrúa y Lagunillas. El nuevo circuito deberá poseer una capacidad de transmisión de, al menos, 700 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol.

A su vez, el proyecto contempla realizar el seccionamiento de este nuevo circuito en la subestación Hualqui, considerando la construcción de los paños de línea en dicha subestación junto con los enlaces de seccionamiento que corresponda, los cuales deberán poseer la misma capacidad del nuevo circuito.

Adicionalmente, el proyecto considera el aumento de capacidad de transmisión del circuito existente de la línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas, entre los tramos comprendidos entre la subestación Charrúa y el actual punto de seccionamiento de la línea en subestación Hualqui,

denominado “Estructura 166”, y entre dicho punto y la subestación Lagunillas, de manera de permitir una capacidad de, al menos, 700 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol, contemplando además el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de este 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, 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.

3.1.8.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la ley.

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 36.400.140 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 582.402 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: “Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea”, y “Nueva S/E Tomeco” individualizadas en los numerales 3.1.7 y 3.2.1 respectivamente del presente Informe.

3.1.9 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA CLARA 220 KV (IM)

3.1.9.1 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 Santa Clara, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir 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, 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.

3.1.9.2 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.

3.1.9.3 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 2.001.475 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 32.024 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

3.1.10 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI (IM)

3.1.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Nueva Pichirropulli, en configuración 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, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para cinco diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona, la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Digüenes – Nueva Pichirropulli” establecida en el Decreto Exento N° 58 de 2024, 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, correspondientes al plan de expansión del año 2022 y modifica Decreto Exento N° 4, de 2024, del Ministerio de Energía” y la conexión de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV futuros, de 750 MVA cada uno con unidad de reserva, considerando que estos equipos se conectarán en el patio de 220 kV en dos de los espacios generados por la obra “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)” establecida en el Decreto Exento N° 4 de 2024, del Ministerio de Energía, 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 2022”.

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.

3.1.10.2 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 8.523.541 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 136.377 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 Pichirropulli 220 kV (IM)” y “Nueva línea 2x500 kV Digüenes – Nueva Pichirropulli” individualizadas en el Decreto Exento N° 4 y Decreto Exento N° 58, ambos de 2024 del Ministerio de Energía.

3.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E RAHUE 220 KV (BPS+BT)

3.1.11.1 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 Rahue, cuya configuración corresponde a barra principal seccionada y barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir 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, 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.

3.1.11.2 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.

3.1.11.3 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 1.895.475 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 30.328 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

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 3-2: Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Tomeco	54	13.980.034	28	13	Obligatoria
2	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	48	22.500.283	33	11	Obligatoria

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

3.2.1 NUEVA S/E TOMEKO

3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Tomeco, mediante el seccionamiento de la línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui con sus respectivos paños de línea y un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para realizar el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Tomeco, los cuales

deberán permitir la transmisión de, al menos, 700 MVA por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol.

La capacidad de barras de la nueva subestación deberá ser de, al menos, 2.000 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 la conexión del seccionamiento de la línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 30 km al este de la S/E Hualqui, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui, dentro de un radio de 4 km respecto de ese 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 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, 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 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.

3.2.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 13.980.034 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 223.681 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 de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea” y “Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui”, individualizadas en los numerales 3.1.7 y 3.1.8 respectivamente del presente Informe.

3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI

3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo de potencia basados en tecnologías tipo FACTS – SSSC modular monofásico (Static Synchronous Series Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), UPFC (Unified Power Flow Controller) o equivalente en la línea 2x220 kV Valdivia – Ciruelos en subestación Valdivia, y en la línea 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue en S/E Cerros de Huichahue, con el fin de generar una redistribución de los flujos de potencia que se transmiten a través de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – El Laurel – Nueva Pichirropulli, de manera de permitir un mejor aprovechamiento de las capacidades de estas líneas.

Los equipos deberán ser capaces de compensar de manera dinámica la reactancia serie de cada uno de los circuitos de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue entre 4,7 Ohm capacitivos y 4,7 Ohm inductivos, y en 2x220 kV Valdivia – Ciruelos en, a lo menos, entre 11 Ohm capacitivos y 19,5 Ohm inductivos, o generar un efecto equivalente. A su vez, los equipos deberán soportar una corriente de régimen permanente que sea de, al menos, 450 MVA a 25°C con sol.

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, 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 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.

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 22.500.283 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 360.005 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA A

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

Tabla 4-1 Obras de Ampliación del Sistema A

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
1	Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)	54	1.509.964	47	19	Engie Energía Chile S.A.	Condicionada
2	Ampliación en S/E La Portada (BS)	54	1.306.765	46	19	CGE Transmisión S.A.	Condicionada
3	Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada	54	1.701.642	23	12	Aguas Antofagasta S.A.	Condicionada
4	Ampliación en S/E Guardamarina 110 kV (2BP+BT)	54	1.854.596	46	19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Condicionada
5	Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles	54	7.508.099	33	13	Transelec S.A.	Condicionada
6	Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)	54	6.669.436	37	12	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Condicionada
7	Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)	54	2.985.119	46	19	Edelnor Transmisión S.A.	Condicionada
8	Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	36	5.091.499	32	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
9	Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur	36	1.221.806	24	12	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Obligatoria

4.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E MEJILLONES 110 KV (BS)

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Mejillones, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba”.

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.

4.1.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 1.509.964 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 24.159 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 La Portada (BS)”, “Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada” y “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba” individualizadas en los numerales 4.1.2, 4.1.3 y 4.2.3 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.1.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la intervención de la siguiente instalación perteneciente al sistema de transmisión dedicado:

Tabla 4-2 Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)

Instalación	Propietario
S/E Mejillones	Engie Energía Chile S.A.

4.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E LA PORTADA (BS)

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes de la subestación La Portada, cuya configuración corresponde a barra simple, en una posición, de manera de

permitir la conexión de la obra “Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada”.

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.

4.1.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 1.306.765 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 20.908 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 Mejillones 110 kV (BS)”, “Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada” y “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba” individualizadas en los numerales 4.1.1, 4.1.3 y 4.2.3 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.3 CONEXIÓN DE LÍNEA 1X110 KV TAP DESALANT – DESALANT EN S/E LA PORTADA

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la conexión de la actual línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant a la subestación La Portada mediante la construcción del enlace de extensión que corresponda, manteniendo, al menos, las características actuales de ese tramo, junto con la construcción del

pañío de línea correspondiente en la subestación La Portada. La extensión deberá realizarse desde un punto cercano al actual Tap Desalant.

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.

4.1.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 1.701.642 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 27.226 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.3.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras: “Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)”, “Ampliación en S/E La Portada (BS)” y “Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba” individualizadas en los numerales 4.1.1, 4.1.2, y 4.2.3 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.3.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la intervención de la siguiente instalación perteneciente al sistema de transmisión dedicado:

Tabla 4-3 Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant

Instalación	Propietario
1x110 kV Tap Desalant – Desalant	Aguas Antofagasta S.A.

4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E GUARDIAMARINA 110 KV (2BP+BT)

4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Guardiamarina, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles”.

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.

4.1.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 1.854.596 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 29.674 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.4.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)”, “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles” y “Nueva

línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” individualizadas en los numerales 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7, 4.2.4 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.5 EXTENSIÓN DE LÍNEA 1X220 KV ATACAMA – ESMERALDA Y CAMBIO DE CONEXIÓN A S/E CARACOLES

4.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en extender la actual línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda de manera de permitir la conexión de esta línea a la nueva S/E Caracoles, desconectándola a su vez de la S/E Atacama.

La extensión deberá realizarse desde un punto de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda ubicado a aproximadamente 5 km al norte de la subestación Esmeralda, siguiendo el trazado actual de dicho tramo y considerando un radio dentro de la línea de 1 km a partir de dicho punto.

A su vez el proyecto contempla la construcción del enlace de extensión que corresponda para permitir el cambio de conexión de esta línea, manteniendo, al menos, las características actuales del tramo, junto con la construcción del paño de línea correspondiente en la subestación Caracoles. Además, la obra considera la construcción del paño de línea asociado a este tramo en la subestación Esmeralda.

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.

4.1.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 7.508.099 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 120.130 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Guardamarina 110 kV (2BP+BT)”, “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)”, “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles” y “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” individualizadas en los numerales 4.1.4, 4.1.6, 4.1.7, 4.2.4 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.6 AMPLIACIÓN EN S/E ESMERALDA 220 KV (IM)

4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación del patio de 220 kV de la subestación Esmeralda, cuya configuración corresponde a barra simple, para pasar a una configuración de tipo interruptor y medio con espacio en barras y plataforma para al menos tres diagonales, de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV existente, la conexión del paño asociado al proyecto “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, la conexión de la línea asociada al proyecto “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” y la conexión de nuevos proyectos en la zona. A su vez, el proyecto considera la conexión en 220 kV del banco de autotransformadores existente en la nueva configuración de barra.

En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberá considerar el paño contenido en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

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.

4.1.6.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 6.669.436 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 106.711 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 las obras “Ampliación en S/E Guardamarina 110 kV (2BP+BT)”, “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, “Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)”, “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles” y “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” individualizadas en los numerales 4.1.4, 4.1.5, 4.1.7, 4.2.4 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E LIQCAU 220 KV (IM)

4.1.7.1 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 Liqcau, antes denominada Nueva La Negra, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles”, la conexión de la obra “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” 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, 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.

4.1.7.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 2.985.119 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 47.762 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.7.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Guardamarina 110 kV (2BP+BT)”, “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)”, “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles” y “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” individualizadas en los numerales 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.2.4 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E SUR (NTR ATMT)

4.1.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Sur mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,8 kV y al menos 20 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 contempla la construcción de una nueva barra de 110 kV, en configuración barra simple, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para tres posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado, la conexión del transformador existente y la conexión del paño asociado a la obra “Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur”.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la sala de celdas de 13,8 kV, en celdas de configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres celdas para alimentadores, la celda de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de una celda de interconexión con la barra existente y espacio para la instalación de cuatro paños futuros.

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.

4.1.8.2 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.

4.1.8.3 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 5.091.499 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 81.464 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.8.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur”, individualizada en el numeral 4.1.9 del presente Informe.

4.1.9 ADECUACIÓN DE PAÑO DE LÍNEA 1X110 KV ESMERALDA – SUR EN S/E SUR

4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo paño de línea en el patio de 110 kV de la subestación Sur, en configuración barra simple, de manera de permitir la conexión de la actual línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en dicha subestación.

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.

4.1.9.2 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.

4.1.9.3 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 1.221.806 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 19.549 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)”, individualizada en el numeral 4.1.8 del presente Informe.

SISTEMA D

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

Tabla 4-4 Obras de Ampliación del Sistema D

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
10	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	36	4.784.001	34	11	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Obligatoria
11	Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)	36	4.611.719	39	11	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Obligatoria
12	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	36	5.234.489	33	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal D.

4.1.10 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)

4.1.10.1 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 al menos 50 MVA de capacidad 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 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal, un paño de conexión del nuevo transformador a la barra auxiliar, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barra para la construcción de cuatro paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

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.

4.1.10.2 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.

4.1.10.3 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 4.784.001 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 76.544 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)

4.1.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Santa Elena mediante el reemplazo del actual transformador N° 5 de 110/12 kV y 22,4 MVA, por un nuevo equipo de transformación 110/12 kV y al menos 50 MVA de capacidad 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 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, seis celdas para alimentadores, dos espacios para celdas de futuros alimentadores, las celdas de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de celdas para la interconexión con 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, 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.

4.1.11.2 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.

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 4.611.719 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 73.788 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.12 AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL (NTR ATMT)

4.1.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Mariscal mediante la instalación de un nuevo transformador 110/12 kV y al menos 50 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 incluye la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple seccionada, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para una posición, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado, un paño para la conexión de un banco de condensadores, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barra para la construcción de cuatro paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto contempla la instalación de un nuevo banco de condensadores de 5MVAR en 12 kV.

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.

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 5.234.489 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 83.752 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

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

Tabla 4-5: Obras de Ampliación del Sistema E

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
13	Ampliación en S/E Bollenar 110 kV (BS)	30	2.498.983	22	12	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
14	Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)	36	4.037.455	28	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
15	Ampliación en S/E Fuentevilla (BP+BT)	54	1.433.942	47	19	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
16	Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)	36	4.264.350	33	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
17	Ampliación en S/E Moniterrico 66 kV (BP+BT)	48	1.159.402	41	17	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
18	Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)	36	4.497.320	31	12	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
19	Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)	36	4.463.662	32	11	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
20	Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	36	5.204.846	27	12	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria
21	Ampliación en S/E Pitrufquén (NTR ATMT)	36	6.732.605	32	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria

A continuación, se presentan las descripciones de las obras de ampliación del sistema de transmisión zonal E.

4.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E BOLLENAR 110 KV (BS)

4.1.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Bollenar, cuya configuración corresponde a barra simple, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un paño para la línea 1x110 kV Tap Off Alto Melipilla – Bollenar y la conexión de nuevos proyectos en la zona.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo paño en configuración barra simple para conectar la línea 1x110 kV Tap Off Alto Melipilla – Bollenar en la subestación Bollenar.

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.

4.1.13.2 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.

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 2.498.983 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 39.984 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E LAS ARAÑAS (RTR ATMT)

4.1.14.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Las Arañas mediante el reemplazo del actual transformador N°4 de 66/13,2 kV y 10 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV y al menos 30 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 el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.

Además, el proyecto contempla la ampliación de la barra de 66 kV, en configuración barra simple, en una posición, de manera de permitir la normalización del paño de conexión del transformador de poder antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de la barra de 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, 2 paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador y espacio en barra para la construcción de tres paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

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.

4.1.14.2 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.

4.1.14.3 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 4.037.455 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 64.599 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15 AMPLIACIÓN EN S/E FUENTECILLA (BP+BT)

4.1.15.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Fuentecilla, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de

transferencia, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la línea asociada a la obra Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen y un nuevo proyecto 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, 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.

4.1.15.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 1.433.942 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 22.943 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.15.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Nueva S/E El Carmen” y “Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen” individualizadas en los numerales 4.2.9 y 4.2.10 respectivamente del presente Informe.

4.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E TALCA (RTR ATMT)

4.1.16.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Talca mediante el reemplazo del actual transformador N° 3 de 66/13,8 kV y 10 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/13,8 kV y al menos 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera la ampliación de la barra de 66 kV, en configuración barra simple, de manera de permitir el reemplazo del equipo de transformación antes mencionado, junto con 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 barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores,

el paño de conexión del transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y un paño para la conexión de un banco de condensadores. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto contempla la instalación de un nuevo banco de condensadores de 5 MVAr en 13,8 kV.

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.

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 (C.O.M.A.) referenciales

El V.I. referencial del proyecto es de 4.264.350 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 68.230 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.17 AMPLIACIÓN EN S/E MONTERRICO 66 KV (BP+BT)

4.1.17.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación Monterrico, cuya configuración corresponde a barra principal con barra de transferencia, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra “Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 KV Monterrico – Coihueco”.

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.

4.1.17.2 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.

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 1.159.402 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 18.550 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 la obra “Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco”, individualizada en el numeral 4.2.12 del presente Informe.

4.1.18 AMPLIACIÓN EN S/E CORONEL (RTR ATMT)

4.1.18.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Coronel mediante el reemplazo del actual transformador N° 1 de 66/15 kV y 9 MVA, por un nuevo equipo de transformación 66/15 kV y al menos 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera la ampliación de las barras de 66 kV, en configuración barra principal y barra de transferencia, de manera de permitir el reemplazo del equipo de transformación antes mencionado, junto con 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 barra de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado y la construcción de un paño de interconexión con la barra existente. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda

para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

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.

4.1.18.2 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.

4.1.18.3 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 4.497.320 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 71.957 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E CABRERO (NTR ATMT)

4.1.19.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Cabrero mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV y, al menos, 30 MVA de capacidad 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, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

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.

4.1.19.2 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.

4.1.19.3 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 4.463.662 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 71.419 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.20 AMPLIACIÓN EN S/E CAÑETE (NTR ATMT)

4.1.20.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Cañete mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV y al menos 16 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 incluye la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, la cual deberá considerar espacio en barra y plataforma para dos posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador de poder antes mencionado y la normalización de la conexión de la línea 1x66 kV Tres Pinos – Cañete.

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 paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado, un paño para la conexión de un banco de condensadores y la construcción de un paño de interconexión con la barra existente. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la

construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

Además, el proyecto contempla la instalación de dos nuevos bancos de condensadores de 3,6 MVar en 23 kV, de dos etapas cada uno, conectados a cada sección de barra de 23 kV con sus respectivos paños de conexión.

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.

4.1.20.2 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.

4.1.20.3 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 5.204.846 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 83.278 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.21 AMPLIACIÓN EN S/E PITRUFQUÉN (NTR ATMT)

4.1.21.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Pitrufqén mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV, así como un nuevo transformador 66/13,2 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad cada uno 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 de transferencia, de manera de permitir la conexión de los nuevos transformadores.

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, tres paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador 66/15 kV antes mencionado y la construcción de un paño de interconexión con la barra existente. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los

paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

Además, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 13,2 kV en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, un paño para la reubicación del alimentador asociado al transformador T3 y el paño de conexión del transformador 66/13,2 kV. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida si corresponde.

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.

4.1.21.2 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.

4.1.21.3 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 6.732.605 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 107.722 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA F

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

Tabla 4-6: Obras de Ampliación del Sistema F

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
22	Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	48	7.677.670	27	12	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Obligatoria

4.1.22 AMPLIACIÓN EN S/E LOS NEGROS (NTR ATMT)

4.1.22.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Los Negros mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV y al menos 16 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 contempla la construcción de un nuevo patio de 66 kV, en configuración 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, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo equipo de transformación y el existente, la construcción de un paño acoplador, la reubicación de la conexión de la línea 1x66 kV Aihuapi – Los Negros y espacio con terreno nivelado para al menos dos paños futuros para el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea 2x66 kV Pilmaiquén – Osorno. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el terreno nivelado indicado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva barra de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, 3 paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador y el paño para la conexión del transformador N°1. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

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.

4.1.22.2 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.

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 7.677.670 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 122.843 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA A

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

Tabla 4-7: Obras Nuevas del Sistema A

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores	54	16.800.105	28	13	Obligatoria
2	Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle	54	21.628.808	31	14	Obligatoria
3	Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba	54	38.556.303	35	16	Condicionada
4	Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles	54	44.715.421	31	13	Condicionada
5	Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau	54	10.337.338	32	14	Condicionada

A continuación, se presentan las descripciones de las obras nuevas del sistema de transmisión zonal A.

4.2.1 NUEVA S/E ALTO MOLLE Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV ALTO MOLLE – CÓNDORES

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Alto Molle, con patios de 110 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/13,8 kV de, al menos, 30 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 110 kV de la subestación Alto Molle corresponderá a barra principal seccionada 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 barras y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Condores, la conexión de la obra “Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle”, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 3 km respecto de la subestación Condores, considerando únicamente el semicírculo generado al sur de dicho punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Alto Molle y la subestación Condores, 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, 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 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.

4.2.1.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 16.800.105 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 268.801 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 la obra “Ampliación en S/E Condores 110 kV (BP+BT)” individualizada en el numeral 3.1.3 del presente Informe.

4.2.2 NUEVA S/E HUAYQUIQUE Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV HUAYQUIQUE – ALTO MOLLE

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Huayquique, con patios de 110 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un

transformador 110/13,8 kV de, al menos, 30 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 110 kV de la subestación Huayquique corresponderá a barra principal seccionada 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 barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto al cruce entre Enrique Brenner y Vía 5, en la ciudad de Iquique, considerando únicamente el semicírculo generado al sur de dicho punto junto con el área generada al oriente de la Ruta 1 y al poniente de la carretera Circunvalación Sur. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 90 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Huayquique y la subestación Alto Molle, 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, 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 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.

4.2.2.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 21.628.808 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 346.061 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 “Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Condores” individualizada en el numeral 4.2.1 respectivamente del presente Informe.

4.2.3 NUEVA S/E LA CHIMBA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MEJILLONES – LA CHIMBA

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada La Chimba, mediante el seccionamiento de la actual línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant con sus respectivos paños de línea y patios de 110 kV y 23 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/23 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, 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 los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación La Chimba, manteniendo, a menos, las características técnicas de la línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación La Chimba corresponderá a barra principal seccionada 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 barras y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/23 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant, la conexión de la nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 23 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/23 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la subestación Desalant, considerando únicamente el sector ubicado hacia el poniente de la Ruta 1. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

Finalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 100 MVA de capacidad por circuito a 35°C temperatura ambiente con sol, entre la nueva subestación La Chimba y la subestación Mejillones, 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, 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 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.

4.2.3.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 38.556.303 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 616.901 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 las obras: “Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)”, “Ampliación en S/E La Portada (BS)” y “Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada” individualizadas en los numerales 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.2.3.5 Instalaciones del sistema de transmisión dedicado intervenidas por el proyecto

El proyecto considera la intervención de la siguiente instalación perteneciente al sistema de transmisión dedicado:

Tabla 4-8 Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant

Instalación	Propietario
1x110 kV Tap Desalant – Desalant	Aguas Antofagasta S.A.

4.2.4 NUEVA S/E CARACOLES, NUEVAS LÍNEAS 2X220 KV CARACOLES – LIQCAU Y 2X110 KV GUARDIAMARINA – CARACOLES

4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Caracoles, mediante la conexión de las líneas 1x110 kV Antofagasta – Tap Uribe, 1x110 kV Esmeralda – Tap Uribe, 1x110 kV Capricornio – Tap Uribe y 1x110 kV Uribe – Tap Uribe, con sus respectivos paños de línea y patios en 220 kV y 110 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un banco de autotransformadores 220/110 kV de, al menos, 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.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para realizar la conexión de las líneas mencionadas en la subestación Caracoles, manteniendo, al menos, las características técnicas de las líneas de transmisión que se conectan.

La configuración del patio de 220 kV de la subestación Caracoles 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 espacio en barra y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión de la línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau, la conexión del transformador de poder 220/110 kV, la conexión de la línea asociada al proyecto “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles” y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Por su parte, la configuración del patio de 110 kV corresponderá a doble barra principal con 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 barras y plataforma para diez posiciones, de manera de permitir la conexión del banco de autotransformadores 220/110 kV, la conexión de las líneas 1x110 kV Antofagasta – Tap Uribe, 1x110 kV Esmeralda – Tap Uribe, 1x110 kV Capricornio – Tap Uribe y 1x110 kV Uribe – Tap Uribe, la conexión de la línea 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta

descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto del actual Tap Uribe.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 220 kV y, al menos, 120 MVA por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Caracoles y la subestación Liqcau, antes denominada Nueva La Negra, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

Finalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 110 kV y, al menos, 60 MVA a 35°C ambiente con sol, entre las subestaciones Caracoles y Guardamarina, 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, 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 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.

4.2.4.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 44.715.421 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 715.447 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 las obras “Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT)”, “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)” y “Nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau” individualizadas en los numerales 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7 y 4.2.5 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

4.2.5 NUEVA LÍNEA 1X220 KV ESMERALDA – LIQCAU

4.2.5.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de simple circuito en 220 kV y, al menos, 120 MVA de capacidad de transmisión a 35°C temperatura ambiente con sol, entre las subestaciones Esmeralda y Liqcau, 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, 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 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.

4.2.5.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

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 10.337.338 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 165.397 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.5.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Guardamarina 110 kV (2BP+BT)”, “Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles”, “Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)” y “Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles” individualizadas en los numerales 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7 y 4.2.4 respectivamente del presente Informe.

La inclusión de esta obra en el presente Plan de Expansión está sujeta a la revocación parcial del Decreto 13T de 2020, en particular de la obra: “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y desmantelamiento”, solicitada por Edelnor Transmisión S.A., con fecha 20 de octubre de 2023, y actualmente en tramitación ante el Ministerio de Energía.

SISTEMA D

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

Tabla 4-9 Obras Nuevas del Sistema D

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
6	Nueva S/E El Peral, seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas	54	20.118.509	26	14	Obligatoria

4.2.6 NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS

4.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada El Peral, mediante el seccionamiento de la actual línea 2x110 kV Florida – Vizcachas con sus respectivos paños de línea y patios de 110 kV y 12 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/12 kV de, al menos, 50 MVA de capacidad, 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 los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación El Peral, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea de transmisión que se secciona.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación El Peral corresponderá a barra principal seccionada 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 barras y plataforma para diez posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/12 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 2x110 kV Florida – Vizcachas, la conexión de la normalización de la línea 1x110 kV Puente Alto- Vizcachas, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 12 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 110/12 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de cuatro paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la

construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar a 16,8 km al sur de la subestación Los Almendros, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Alto Jahuel – Los Almendros, dentro de un radio de 1 km respecto a ese punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

A su vez, el proyecto contempla la normalización de la línea 1x110 kV Vizcachas – Puente Alto mediante la construcción de un tramo línea desde una estructura existente de la línea mencionada hasta la nueva subestación El Peral con su respectivo paño de línea, desconectándola a su vez del Tap Vizcachas. El tramo deberá mantener, al menos, las características de la línea y realizarse desde un punto de la línea 1x110 kV Vizcachas – Puente Alto ubicado a lo más a un radio de 2 km de Tap Vizcachas.

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, 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 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.

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 20.118.509 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 321.896 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

SISTEMA E

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

Tabla 4-10: Obras Nuevas del Sistema E

Nº	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
7	Nueva S/E Huelquén	48	10.802.893	27	12	Obligatoria
8	Nueva S/E Cañaveral	48	11.320.686	27	12	Obligatoria
9	Nueva S/E El Carmen	54	8.613.569	27	12	Obligatoria
10	Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen	54	22.014.655	34	16	Obligatoria
11	Nueva S/E El Quelmén	48	8.309.205	28	12	Obligatoria
12	Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco	48	20.137.718	30	14	Obligatoria
13	Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto	48	16.440.173	28	13	Obligatoria

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

4.2.7 NUEVA S/E HUELQUÉN

4.2.7.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Huelquén, mediante el seccionamiento de la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Codegua, asociada al proyecto “Nueva S/E Codegua” individualizado en el decreto exento N° 231, de 27 de agosto 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, con sus respectivos paños de línea y

patios de 110 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 110/15 kV de al menos 30 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Huelquén, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 110 kV de la subestación Huelquén corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad 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 nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 110/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Codegua, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 9,8 km al sur de la subestación Alto Jahuel, siguiendo el trazado de la línea 2x110 kV Alto Jahuel – Codegua, dentro de un radio de 3 km respecto a ese punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución 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, 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.

4.2.7.2 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.

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 10.802.893 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 172.846 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.8 NUEVA S/E CAÑAVERAL

4.2.8.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Cañaveral, mediante el seccionamiento de la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/15 kV de 50 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Cañaveral, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación Cañaveral corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad 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 nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán

considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 1,6 km al noroeste de la subestación Cachapoal, siguiendo el trazado de la línea 2x66 Punta de Cortés – Cachapoal, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto, al norte de la carretera H-30 (Camino Variante Carretera El Cobre, o Costanera Norte Río Cachapoal). Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución 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, 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.

4.2.8.2 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.

4.2.8.3 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 11.320.686 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 181.131 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.9 NUEVA S/E EL CARMEN

4.2.9.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada El Carmen, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/15 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, 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 los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación El Carmen, manteniendo al menos las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación El Carmen corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad 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 ocho posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, la conexión de la línea asociada al proyecto “Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen”, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de un nuevo proyecto en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cinco paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado, un paño para la conexión de un banco de condensadores y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

A su vez, el proyecto contempla la instalación de un nuevo banco de condensadores de 5 MVA en 15 kV.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 4,1 km al sur de la subestación El Manzano, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Las Cabras – El Manzano, dentro de un radio de 3 km respecto a ese punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución 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, 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.

4.2.9.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

4.2.9.3 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 8.613.569 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

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

4.2.9.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Fuentecilla (BP+BT)” y “Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen” individualizadas en los numerales 4.1.15 y 4.2.10 respectivamente del presente Informe.

4.2.10 NUEVA LÍNEA 2X66 KV FUENTECILLA – EL CARMEN

4.2.10.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 75 MVA de capacidad por circuito a 35° con sol, entre la nueva subestación El Carmen y la subestación Fuentecilla, con sus respectivos paños de conexión en cada subestación de llegada.

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

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

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

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

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

4.2.10.2 Entrada en operación

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 54 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96º de la Ley.

4.2.10.3 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 22.014.655 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 352.234 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.10.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de las obras “Ampliación en S/E Fuentecilla (BP+BT)” y “Nueva S/E El Carmen” individualizadas en los numerales 4.1.15 y 4.2.9 respectivamente del presente Informe.

4.2.11 NUEVA S/E EL QUELMÉN

4.2.11.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada El Quelmén, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV San Fernando – Teno, con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 13,2 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/13,2 kV de al menos 50 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación El Quelmén, manteniendo, al menos, las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación El Quelmén corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad 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 siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/13,2 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV San Fernando – Teno, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,2 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, seis paños para alimentadores y el paño de conexión del transformador antes mencionado. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida y la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 4 km al norte de la subestación Teno, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV San Fernando – Teno, dentro de un radio de 3,5 km respecto a ese punto. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución 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, 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.

4.2.11.2 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.

4.2.11.3 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 8.309.205 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 132.947 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.12 NUEVA S/E COIHUECO Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV MONTERRICO – COIHUECO

4.2.12.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Coihueco, con patios de 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 66/13,8 kV de, al menos, 30 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 Coihueco corresponderá a barra principal seccionada 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 plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco, la conexión de la obra “Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto”, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección más oriental de las rutas N-39 y N-481 en las cercanías de la localidad de Coihueco en la región del Ñuble. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 60 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Coihueco y la subestación Monterrico, 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, 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 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.

4.2.12.2 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.

4.2.12.3 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 20.137.718 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 322.203 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.12.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)” individualizada en el numeral 4.1.17 del presente Informe.

4.2.13 NUEVA S/E PINTO Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV COIHUECO – PINTO

4.2.13.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Pinto, con patios de 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador

66/13,8 kV de, al menos, 30 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 Pinto corresponderá a barra principal seccionada 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 plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/13,8 kV, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

Junto con lo anterior, el proyecto contempla espacio en terreno para la instalación a futuro de un transformador 66/33 kV y un patio de 33 kV dimensionado para albergar, al menos, cinco posiciones.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de las rutas N-55 y N-547 en las cercanías de la localidad de Pinto en la región del Ñuble. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva línea de transmisión de doble circuito en 66 kV y, al menos, 40 MVA de capacidad por circuito a 35°C con sol, entre la nueva subestación Coihueco y la nueva subestación Pinto, 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, 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 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.

4.2.13.2 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.

4.2.13.3 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 16.440.173 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 263.043 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.13.4 Licitación

La adjudicación de esta obra quedará condicionada a la adjudicación de la obra “Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco” individualizada en el numeral 4.2.12 del presente Informe.

5 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD

Este capítulo tiene por objetivo definir aquellas obras de expansión que, habiendo sido establecidas con anterioridad en decretos de expansión, deberán modificarse en virtud de lo señalado en el artículo 75 del Reglamento de Planificación.

Al respecto, cabe señalar que, para el presente Plan Anual de Expansión de la Transmisión, no se contemplan obras que modifiquen otras decretadas en procesos anteriores.

6 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:

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

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, Tarificación 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.

7 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 el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, el citado Reglamento indica que el detalle de la metodología aplicada al proceso, así como las distintas consideraciones utilizadas por esta Comisión, para la elaboración de los respectivos informes técnicos, deben quedar establecidos en éste, lo que será desarrollado a continuación.

7.1 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 el Reglamento de Planificación, así como también se consideraron los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los sistemas de transmisión, particularmente lo establecido en el artículo 79° de la Ley.

7.2 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

En conformidad a lo establecido en el artículo 87° de la Ley y en el artículo 70 del Reglamento de Planificación, la Comisión consideró para el presente Plan de Expansión un horizonte de planificación de, al menos, 20 años, considerando su inicio en el mes de abril de 2023.

7.3 ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo con lo establecido en el artículo 87° de Ley y en el Reglamento de Planificación, la Comisión consideró, para la elaboración del presente Plan de Expansión, los siguientes antecedentes:

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

En conformidad a lo dispuesto en la Ley y en el Reglamento de Planificación, 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° 380, del 30 de marzo de 2023, denominado “Criterios y Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2023”, en adelante: “Informe VAT 2023”. 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 2023 (IAA 2023); 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 7-1) y territoriales (Figura 7-2) consideradas en la elaboración del Informe VAT 2023.

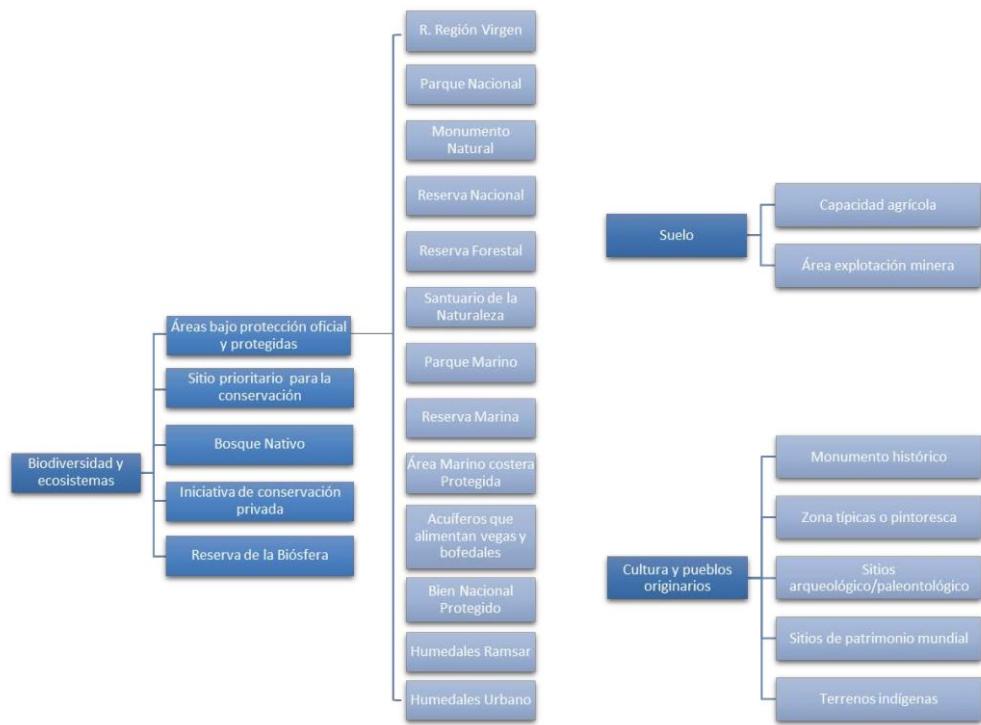


Figura 7-1: Variables ambientales consideradas en el Informe VAT 2023

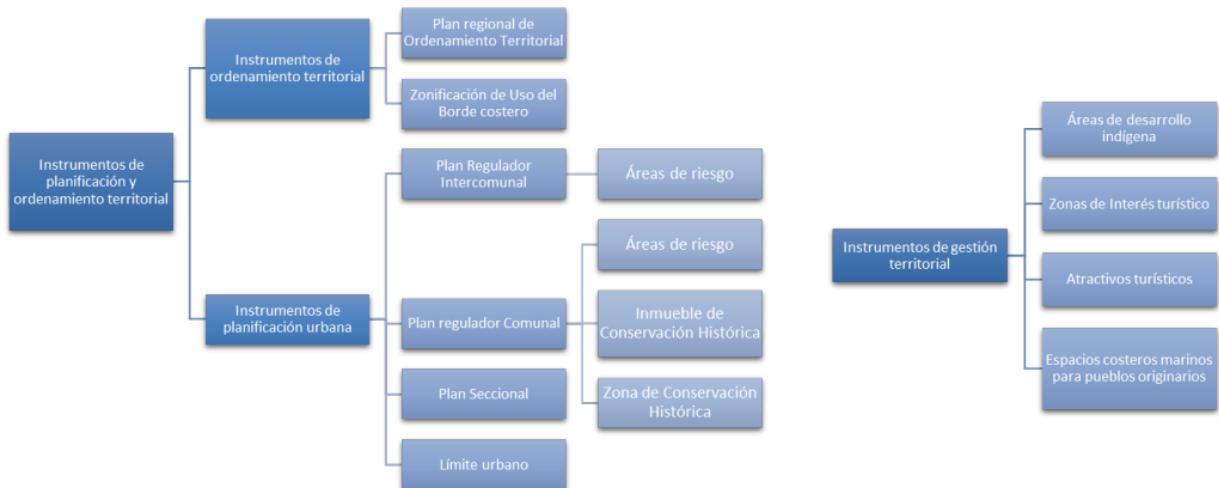


Figura 7-2: Variables territoriales consideradas en el Informe VAT 2023

La información anterior se utilizó en la etapa del proceso de planificación denominada “Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos”, regulada en el Artículo 90 del Reglamento de Planificación, 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 2023 de la PELP. Estos objetivos se incorporaron considerando dos casos de aplicación de medidas 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 neutralidad y que toma como principales medidas aquellas contenidas en la Ley N° 21.305, Sobre Eficiencia Energética; y (ii) un escenario de aplicación intensiva de medidas de eficiencia, el que aplica al escenario de demanda alta, y que también responde fuertemente a la meta de carbono neutralidad.

7.3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La metodología que se utilizará en la elaboración de la proyección de demanda, para el proceso de planificación de la transmisión, se encuentra definida en los literales b. y c. del artículo 78 del Reglamento de Planificación, en los cuales se señalan dos antecedentes principales a utilizar para la conformación de los escenarios de demanda. Así, para los primeros años del horizonte de planificación, se debe utilizar la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación, mientras que, para los años siguientes, se realizará un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.

En particular, para este Informe Técnico Final, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2022-2042², en adelante “Informe de Demanda”. De dicho informe, se obtuvieron las proyecciones de demanda asociadas a clientes regulados y libres, las que se aplicaron para los primeros años del horizonte. En particular, en el escenario de demanda baja, durante los primeros seis años, se utiliza la demanda energética del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2022-2042, mientras que en el escenario demanda media y en el escenario de demanda alta solo se utiliza durante los cuatro primeros años. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP.

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

² Aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 83, de 28 de febrero de 2023.

Tabla 7-1: Demanda de energía del SEN

Año	Demanda Alta [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Baja [GWh]
2023	78.723	78.723	78.723
2024	79.515	79.515	79.515
2025	81.245	81.245	81.245
2026	82.832	82.832	82.832
2027	86.128	86.531	83.692
2028	87.437	87.482	84.775
2029	89.482	89.295	85.266
2030	91.427	91.188	86.609
2031	98.105	95.892	88.507
2032	105.238	100.543	90.743
2033	111.114	105.362	93.063
2034	116.852	110.188	95.486
2035	122.444	115.243	98.141
2036	126.556	118.845	100.679
2037	130.787	122.642	103.332
2038	135.005	126.440	106.032
2039	139.079	130.140	108.742
2040	143.216	133.812	111.452
2041	149.133	137.951	114.669
2042	155.021	142.095	117.814
2043	160.772	146.167	120.992

Para la localización de la demanda se utilizó la información contenida en el Informe de Demanda 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 congestiones en el sistema de transmisión motivadas por esta proyección de demanda indicativa, afectando a todo o una parte del sistema de transmisión de servicio público.

Dado lo anterior, en el caso de los grandes clientes libres que hacen uso de líneas de transmisión dedicada enmalladas con el Sistema de Transmisión Nacional, se busca tender a los valores de energía informados por estos y, el exceso anual que se produce por efecto de la tasa de crecimiento global definida en base a la información de la PELP, se relocaliza. Este fenómeno se observa principalmente en 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. Es necesario indicar que la relocalización de demanda considera las zonas del país en las cuales se desarrollan las actividades o industrias que generalmente corresponden a clientes industriales, y en ningún caso implica la modificación de los montos de energía indicados en la Tabla 7-1.

7.3.3 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 con lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, y aquellos proyectos de generación comprometidos, de acuerdo con lo señalado en la letra d. del artículo 78 del Reglamento de Planificación³.

7.3.3.1 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 Siguientes.
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

³ El artículo 78° letra d. del Reglamento de la Planificación establece que los proyectos comprometidos son aquellos “(...) proyectos de generación que se encuentren comprometidos en virtud de las licitaciones de suministro para clientes regulados y aquellos cuyos titulares hubiesen suscrito contratos para el suministro de clientes libres, que se hayan comunicado a la Comisión al inicio del Proceso de Planificación, según los criterios que defina la Comisión”.

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 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 modificaciones posteriores, 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 modificaciones posteriores, 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.
 - 8. Decreto Exento N° 185, del Ministerio de Energía, del 31 de agosto de 2021, 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 2020.
 - 9. Decreto Exento N° 229, del Ministerio de energía, del 17 de noviembre de 2021, 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 2020.
 - 10. Decreto Exento N° 200, del Ministerio de Energía, del 7 de octubre de 2022, 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 2021.
 - 11. Decreto Exento N° 4, del Ministerio de energía, del 9 de enero de 2024, 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 2022.
 - 12. Decreto Exento N° 58, del Ministerio de energía, del 12 de marzo de 2024, que Fija obras nuevas 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 2022, y Modifica Decreto Exento N° 4, de 2024, del Ministerio de Energía.

7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción

Se consideró como antecedente, para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 172 de la Comisión, de 28 de abril de 2023, las que se singularizan en la misma resolución.

7.3.3.3 Proyectos Comprometidos

Asimismo, se han considerado los proyectos de generación “comprometidos”, es decir 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.

Tabla 7-2: Proyectos de generación comprometidos

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Los Vientos Reconvertida	jul-23	110,0	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Los Vientos Reconvertida Ampliación	dic-23	10,0	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Punta del Viento	dic-23	165,0	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 220
Parque Eólico San Rarinco	dic-23	99,0	Eólica	María Dolores 220
Parque Eólico San Andrés	nov-25	119,7	Eólica	Río Malleco 220
Socompa Solar	dic-25	250/80/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80/25/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 154
Alcones	dic-25	90,0	Solar Fotovoltaica	Portezuelo 110
Don Carlos	dic-25	196,0	Solar Fotovoltaica	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	125,4	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	68,4	Eólica	Entre Ríos 220
Colinas	dic-25	188,1	Eólica	Hualqui 220
Tagua Tagua	dic-25	176,0	Solar Fotovoltaica	Polpaico 220
Andino Occidente	dic-25	147,0	Solar Fotovoltaica	Loica 220
Tirana Oeste	dic-26	120,4	Solar Fotovoltaica	Nueva Pozo Almonte 220
Loncualhue	dic-26	187,2	Eólica	Nueva Cauquenes 220
Zaldívar	dic-26	250/35/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Zaldívar 220

7.3.4 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 2023 de la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022”, en adelante e indistintamente “IAA 2023”, emitido en septiembre de 2023 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 76 del Reglamento de Planificación, la consideración de la PELP, en el proceso de planificación, se traduce en la consideración de sus Escenarios Energéticos (EE) para la construcción de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT). En este sentido, el artículo 83 del Reglamento de Planificación, establece que:

“La Comisión deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico.

Cada EGPT deberá contener los respectivos polos de desarrollo de su correspondiente Escenario Energético (...”).

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 la PELP, dentro del grupo “Operación del SEN”, se incluyeron los compromisos asociados al Plan de Descarbonización de la Matriz Energética impulsado por el Gobierno de Chile, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024 (2106 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.

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.

Además, 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 respecto a este último punto, es relevante mencionar que en su IAA 2023 de la PELP se consideraron proyectos de

generación asociados a licitación de terrenos fiscales, los cuales fueron incorporados en cada uno de los EGPT, de acuerdo con lo señalado en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3: Proyectos de generación con motivo de las licitaciones de terrenos fiscales.

Central	Barra Sistema	Tipo	Potencia instalada [MW]	Fecha de Ingreso
Arica_Solar	Parinacota 220	Solar	26	ene-23
Sur_Viejo	Lagunas 220	Solar	93	ene-23
Almonte	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	75	ene-22
Pica	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	90	ene-23
Pintados	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	77	ene-22
Salar_de_Huasco	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	30	ene-23
Wara_III	Nueva Pozo Almonte 220	Solar	45	ene-23
Solar_Toro	Parinas 220	Solar	56	ene-24
Aguas_Blancas_2	Los Changos 220	Solar	72	ene-21
Alfa_Solar	Crucero 220	Solar	854	ene-24
PF_Tocopilla	Maria Elena 220	Solar	428	ene-22
PF_Quillagua	Quillagua 220	Solar	90	ene-22
Lascar	Kimal 220	Solar	65	ene-22
Carrera_Pinto_II	Cumbre 220	Solar	50	ene-23
Guanaco_Solar	Diego de Almagro 110	Solar	77	ene-24
Eolica_Marmoleras	Kimal 220	Eólica	150	ene-27
Eolica_Pampa_Fidelia	Parinas 500	Eólica	920	ene-27
Eolica_Nolana	Parinas 220	Eólica	280	ene-26
Eolica_Pampa_Yolanda	Parinas 220	Eólica	532	ene-27
Total Solar			2.128	
Total Eólica			1.882	

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 7.3.2 y 7.3.3.

Para efectos de lo anterior, el Ministerio de Energía proporcionó a la CNE la formulación de los escenarios de generación resultantes del IAA 2023 de la PELP, los cuales fueron adaptados por esta Comisión mediante el uso del mismo software⁴ con el cual el Ministerio de Energía realiza

⁴ AMEBA: <http://www.ameba.clouds/>

la proyección de la oferta de generación en el IAA 2023, pero adaptando la modelación⁵ 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.

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

7.3.4.1 Ajuste por demanda

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 2023, se procedió a ajustar una serie de características del parque de generación inicial (base), y también se cargaron las proyecciones de demanda y precios de 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 EGPT preliminares (primer ajuste por demanda). Los resultados de este primer ajuste por demanda se resumen en la Tabla 7-4.

⁵ Por ejemplo: la cantidad y diseño de los bloques de demanda, la representación de centrales eólicas y solares, entre otras variables.

Tabla 7-4: Potencia instalada (MW) PELP y EGPT preliminares (primer ajuste por demanda)

2023-2042	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
PELP	23.847	32.742	32.355	22.586	35.585
EGPT Preliminar	19.435	30.263	28.482	18.863	35.350
Diferencia	4.412	2.479	3.873	3.723	235

A continuación, se incorporan los resultados del primer ajuste por demanda al software de operación económica, indicado en el numeral 7.4.1 del presente Informe, y se simulan cada uno de los EGPT preliminares, de manera independiente, y con el sistema de transmisión sin restricciones, para visualizar los resultados de la evolución de las principales variables del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

Del análisis de los resultados 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 el modelo de inversión y el de 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 flexible y aumenta la participación de centrales de producción variable en el sistema. El efecto es que las diferencias en la representación se traducen en que el modelo de simulación de la operación observe condiciones más estrictas desde el punto de vista de la oferta disponible en comparación a lo que simula el modelo de inversión, llegando incluso a 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 7-5.

Tabla 7-5: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda

Año	P[MW]
2025	360
2030	240
2035	300
2039	300

En la siguiente tabla 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 7-6: Resumen de modificación de potencia instalada (MW) por escenario de generación

2023-2042	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
PELP	23.847	32.742	32.355	22.586	35.585
EGPT Preliminar	19.435	30.263	28.482	18.863	35.350
Central Punta	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
EGPT	20.635	31.463	29.682	20.063	36.550
Diferencia ⁶ (PELP - ITP)	3.212	1.279	2.673	2.523	-965

7.3.4.2 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 (sección 7.3.4.1).

Conforme lo señalado el artículo 83 del Reglamento de Planificación, 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 con 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.
3. Propuesta anual de expansión de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y sus complementos, correspondientes al año 2023.
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 Valores negativos indican incremento en la potencia instalada en el EGPT respecto al escenario de la PELP.

7.3.4.3 Escenario A

El plan de obra de generación denominado “Escenario A” como principales factores considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, una proyección de precios de combustibles fósiles medio, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización muy acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2030.

Lo anterior se traduce en un desarrollo importante de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Por otro lado, se desarrolla en gran medida el almacenamiento, alcanzando los 5.198 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas.

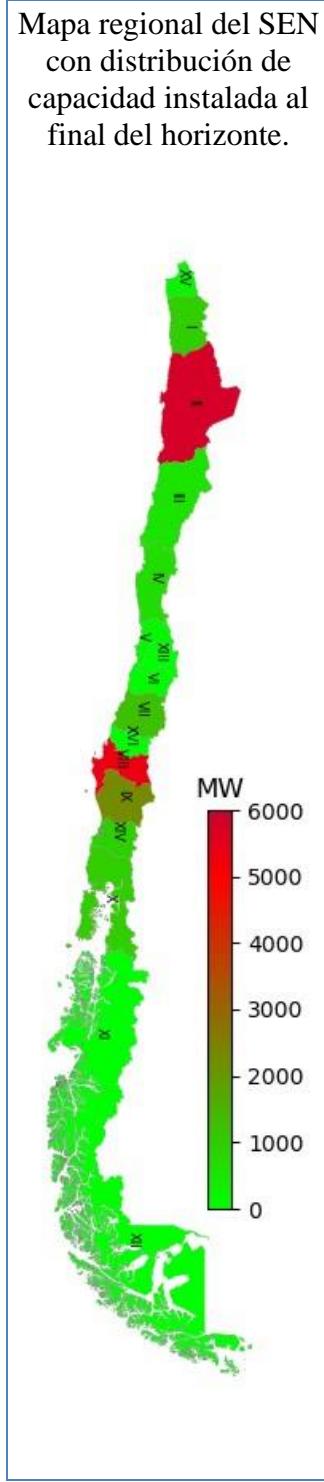
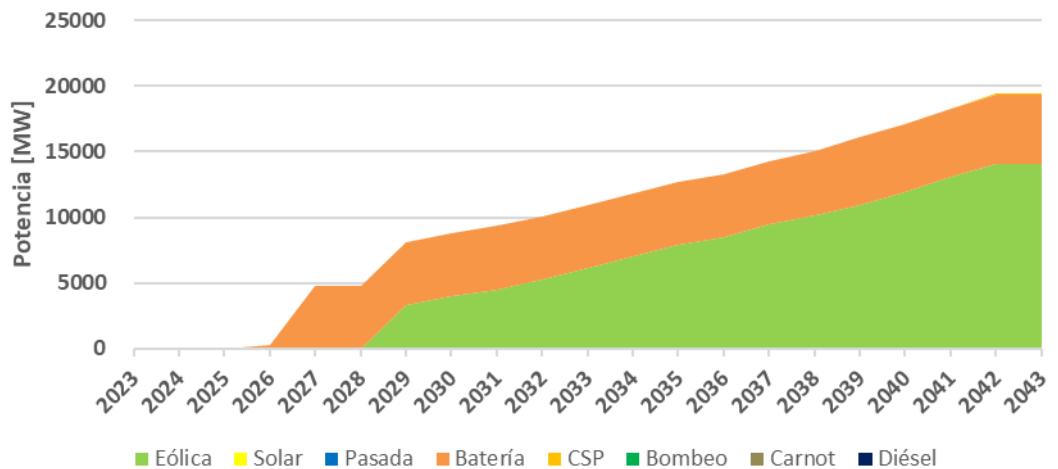


Tabla 7-7: Plan de Obra de Generación Escenario A

Escenario A

Plan de Generación ESC-A



Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Carnot [MW]	Diésel [MW]
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	283	0	0	0	0
2027	0	0	0	4.529	0	0	0	0
2028	0	0	0	1	0	0	0	0
2029	3.289	0	0	0	0	0	0	0
2030	715	0	0	0	0	0	0	0
2031	519	0	0	0	0	0	0	0
2032	750	0	0	0	0	0	0	0
2033	860	0	0	0	0	0	0	0
2034	850	0	0	0	0	0	0	0
2035	900	0	0	0	0	0	0	0
2036	585	0	0	0	0	0	0	0
2037	963	0	0	0	0	0	0	0
2038	771	0	0	55	0	0	0	0
2039	741	0	0	330	0	0	0	0
2040	960	0	0	0	0	0	0	0
2041	1.186	0	0	0	0	0	0	0
2042	1.028	0	0	0	120	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	14.117	0	0	5.198	120	0	0	0

7.3.4.4 Escenario B

El plan de obra de generación denominado “Escenario B”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, una proyección de precios de combustibles fósiles alto, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización lento, concretando el cierre de centrales a carbón al 2040.

Lo anterior se traduce en un desarrollo importante de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. Por otro lado, se desarrolla en menor medida el almacenamiento, alcanzando los 3.245 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas, con leves desarrollos de centrales fotovoltaicas al final del horizonte.

Mapa regional del SEN
con distribución de
capacidad instalada al
final del horizonte.

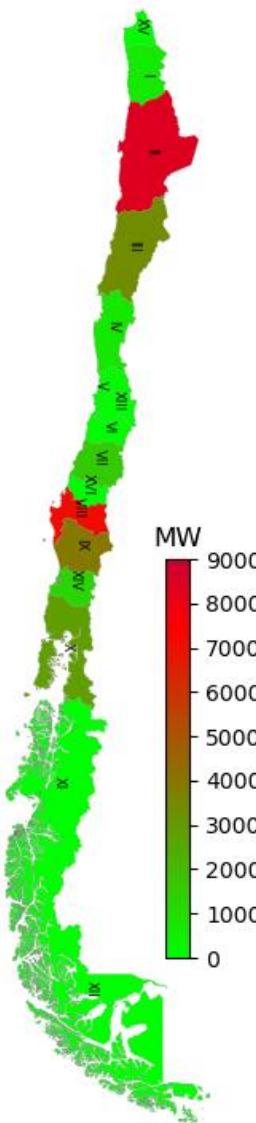
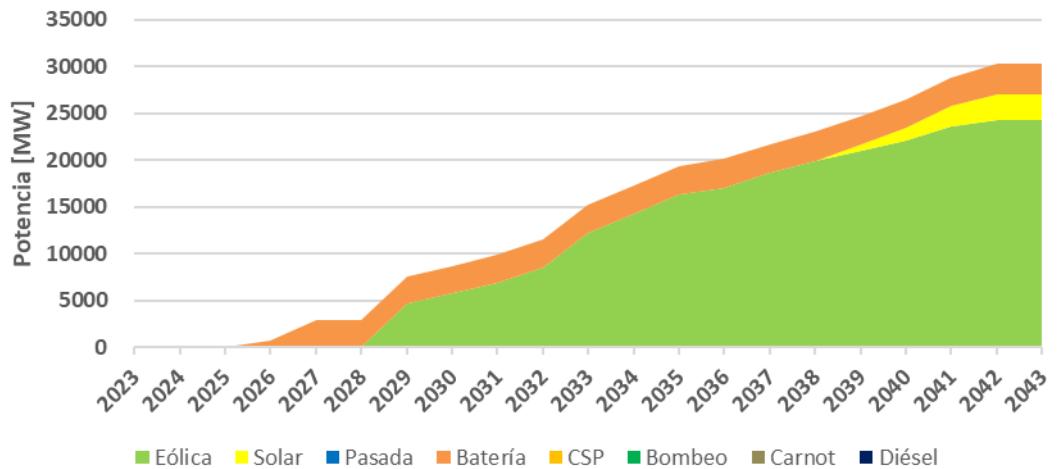


Tabla 7-8: Plan de Obra de Generación Escenario B

Escenario B

Plan de Generación ESC-B



Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Carnot [MW]	Diésel [MW]
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	684	0	0	0	0
2027	0	0	0	2.162	0	0	0	0
2028	0	0	0	5	0	0	0	0
2029	4.724	0	0	0	0	0	0	0
2030	1.027	0	0	0	0	0	0	0
2031	1.129	0	0	216	0	0	0	0
2032	1.596	0	0	0	0	0	0	0
2033	3.735	0	0	0	0	0	0	0
2034	2.007	0	0	0	0	0	0	0
2035	2.099	0	0	0	0	0	0	0
2036	733	0	0	0	0	0	0	0
2037	1.611	0	0	0	0	0	0	0
2038	1.283	0	0	0	0	0	0	0
2039	1.051	650	0	0	0	0	0	0
2040	1.142	650	0	0	0	0	0	0
2041	1.447	878	0	0	0	0	0	0
2042	689	567	0	178	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	24.273	2.745	0	3.245	0	0	0	0

7.3.4.5 Escenario C

El plan de obra de generación denominado “Escenario C”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica media, una proyección de precios de combustibles fósiles bajo, una disminución media de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado en el Plan de Descarbonización de la Matriz Energética, concretando el cierre de centrales a carbón al 2030.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 5.879 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas.

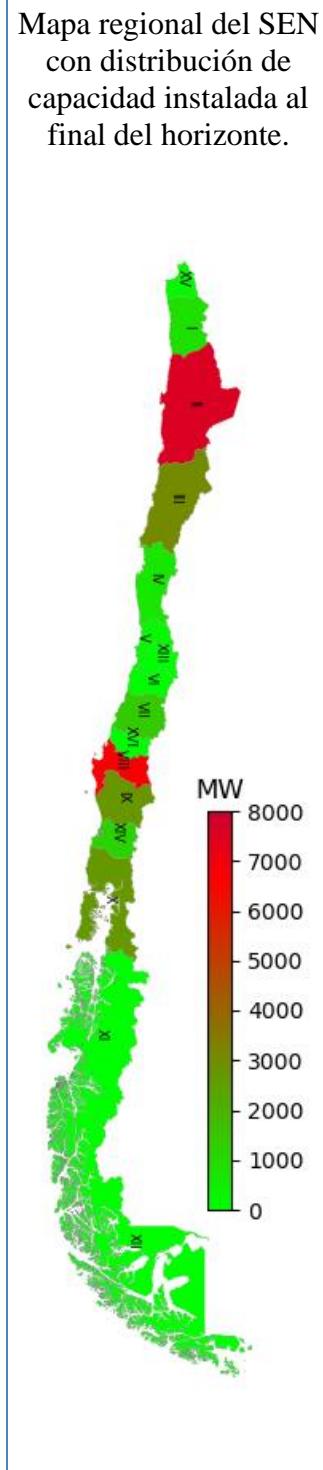
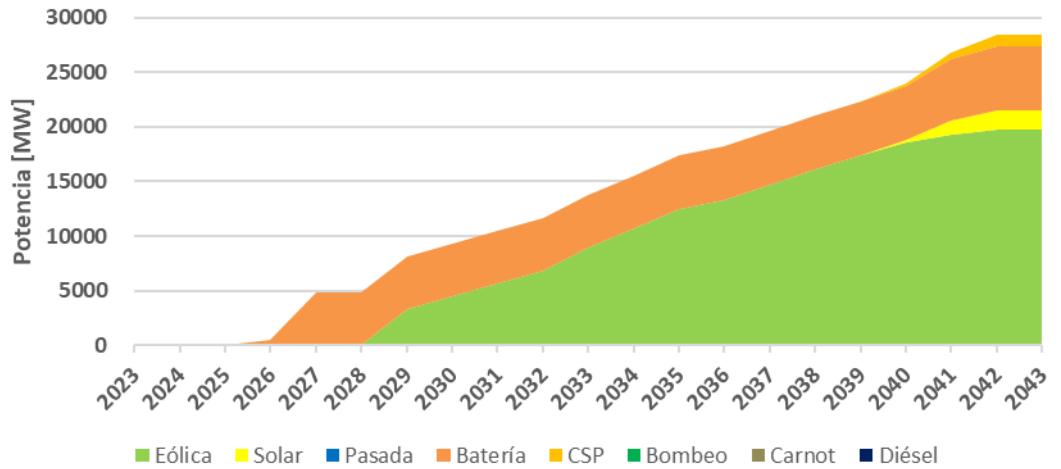


Tabla 7-9: Plan de Obra de Generación Escenario C

Escenario C

Plan de Generación ESC-C



Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Carnot [MW]	Diésel [MW]
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	476	0	0	0	0
2027	0	0	0	4.357	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	3.316	0	0	0	0	0	0	0
2030	1.205	0	0	0	0	0	0	0
2031	1.150	0	0	0	0	0	0	0
2032	1.122	0	0	0	0	0	0	0
2033	2.121	0	0	0	0	0	0	0
2034	1.789	0	0	0	0	0	0	0
2035	1.816	0	0	71	0	0	0	0
2036	758	0	0	0	0	0	0	0
2037	1.480	0	0	0	0	0	0	0
2038	1.409	0	0	0	0	0	0	0
2039	1.204	0	0	70	0	0	0	0
2040	1.256	150	0	0	212	0	0	0
2041	674	1.075	0	663	452	0	0	0
2042	429	556	0	242	429	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	19.729	1.781	0	5.879	1.093	0	0	0

7.3.4.1 Escenario D

El plan de obra de generación denominado “Escenario D”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica baja, una proyección de precios de combustibles fósiles bajo, una disminución lenta de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2035.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 5.900 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas, sin desarrollo relevante de otras tecnologías.

Mapa regional del SEN con distribución de capacidad instalada al final del horizonte.

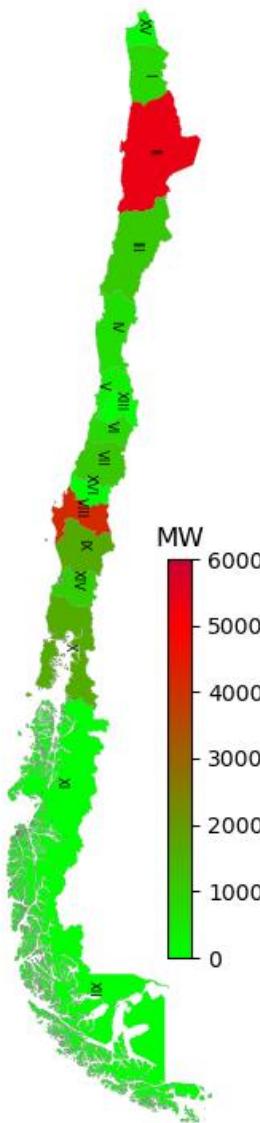
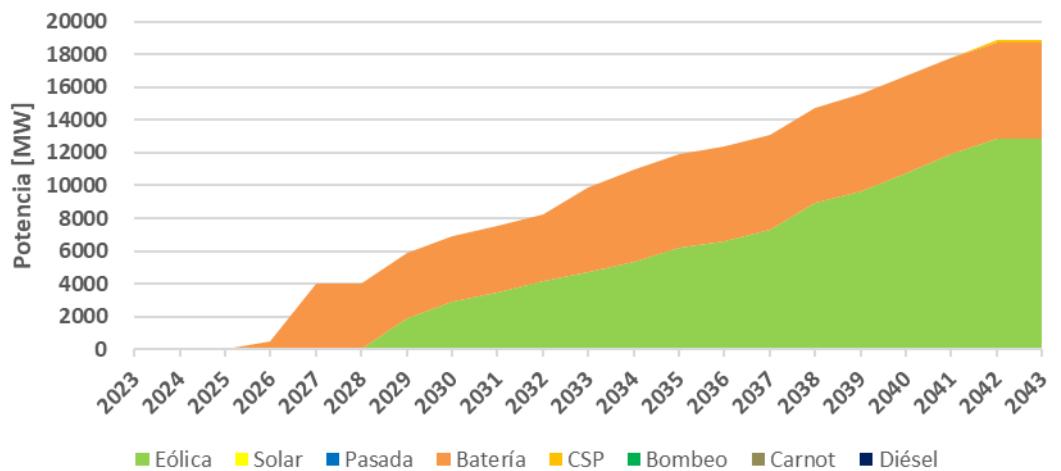


Tabla 7-10: Plan de Obra de Generación Escenario D

Escenario D

Plan de Generación ESC-D



Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Carnot [MW]	Diésel [MW]
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	476	0	0	0	0
2027	0	0	0	3.553	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	1.883	0	0	0	0	0	0	0
2030	992	0	0	0	0	0	0	0
2031	590	0	0	0	0	0	0	0
2032	705	0	0	0	0	0	0	0
2033	510	0	0	1.189	0	0	0	0
2034	629	0	0	464	0	0	0	0
2035	857	0	0	81	0	0	0	0
2036	432	0	0	0	0	0	0	0
2037	700	0	0	0	0	0	0	0
2038	1.650	0	0	0	0	0	0	0
2039	725	0	0	146	0	0	0	0
2040	1.090	0	0	0	0	0	0	0
2041	1.120	0	0	0	0	0	0	0
2042	951	0	0	0	120	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	12.834	0	0	5.909	120	0	0	0

7.3.4.1 Escenario E

El plan de obra de generación denominado “Escenario E”, como principales factores, considera una proyección de demanda de energía eléctrica alta, una proyección de precios de combustibles fósiles alto, una disminución rápida de los costos de inversión de las tecnologías renovables contenidas en la PELP y un tren de descarbonización acelerado, concretando el cierre de centrales a carbón al 2035.

Lo anterior se traduce en un desarrollo de tecnologías renovables, principalmente en base a centrales eólicas, cumpliendo las exigencias establecidas en la Ley N° 20.698. El desarrollo de almacenamiento alcanza los 7.164 MW de potencia instalada principalmente en baterías de 4 horas, adicionando desarrollo fotovoltaico al final del horizonte.

Mapa regional del SEN con distribución de capacidad instalada al final del horizonte.

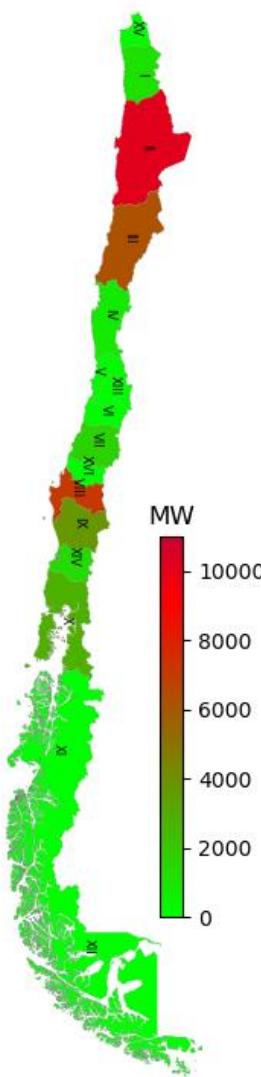
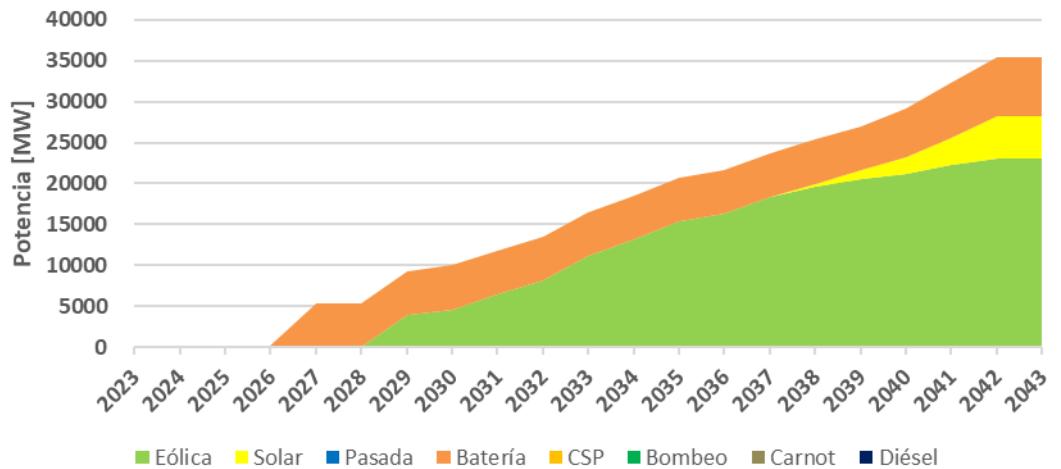


Tabla 7-11: Plan de Obra de Generación Escenario E

Escenario E

Plan de Generación ESC-E



Año	Eólica [MW]	Solar [MW]	Pasada [MW]	Batería [MW]	Solar CSP [MW]	Bombeo [MW]	Carnot [MW]	Diésel [MW]
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	209	0	0	0	0
2027	0	0	0	5.169	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	3.935	0	0	0	0	0	0	0
2030	700	0	0	0	0	0	0	0
2031	1.779	0	0	0	0	0	0	0
2032	1.745	0	0	0	0	0	0	0
2033	2.931	0	0	0	0	0	0	0
2034	2.038	0	0	0	0	0	0	0
2035	2.193	0	0	0	0	0	0	0
2036	986	0	0	0	0	0	0	0
2037	2.025	0	0	0	0	0	0	0
2038	1.274	350	0	0	0	0	0	0
2039	886	750	0	0	0	0	0	0
2040	688	1.003	0	530	0	0	0	0
2041	1.043	1.225	0	815	0	0	0	0
2042	845	1.790	0	441	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	23.068	5.118	0	7.164	0	0	0	0

7.3.4.2 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 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.

7.3.5 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En conformidad a lo establecido en el literal a del artículo 78 del Reglamento de Planificación, las proyecciones de precios de los combustibles utilizadas en el presente plan corresponde a las siguientes: para los primeros años del horizonte de análisis hasta el 2026, se basan en la información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente al segundo semestre de 2023, aprobado mediante Resolución Exenta N° 365, de 11 de agosto de 2023, extendiéndose a partir del año 2026 el vector de precios de acuerdo a las tasas de crecimiento consideradas en la PELP para los distintos combustibles. Los siguientes cuadros muestran el costo del GNL, Carbón y Crudo Brent utilizado en la modelación de la operación del SEN.

Tabla 7-12: Costo del GNL usado en la modelación del SEN

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2023	10,81	10,81	10,81
2024	9,41	9,41	9,41
2025	8,72	8,72	8,72
2026	8,22	8,22	8,22
2027	8,33	8,29	8,24
2028	8,50	8,44	8,38
2029	8,65	8,58	8,50
2030	8,72	8,64	8,55

Año	Precio Alto [USD/MMBtu]	Precio Medio [USD/MMBtu]	Precio Bajo [USD/MMBtu]
2031	8,76	8,66	8,55
2032	8,85	8,74	8,60
2033	8,95	8,81	8,65
2034	9,00	8,85	8,66
2035	9,03	8,86	8,67
2036	9,05	8,87	8,66
2037	9,05	8,86	8,63
2038	9,10	8,88	8,63
2039	9,14	8,88	8,59
2040	9,16	8,88	8,56
2041	9,16	8,88	8,55
2042	9,16	8,86	8,50

Tabla 7-13: Costo del Carbón usado en la modelación del SEN⁷

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2023	79,56	79,56	79,56
2024	79,40	79,40	79,40
2025	79,35	79,35	79,35
2026	78,69	78,69	78,69
2027	78,99	78,86	78,08
2028	78,53	77,85	76,48
2029	78,20	77,21	76,47
2030	77,92	76,73	76,68
2031	78,51	77,31	77,32
2032	78,73	77,52	77,36
2033	78,55	77,35	77,39
2034	78,60	77,39	77,55
2035	79,18	77,96	77,94
2036	79,65	78,42	78,17
2037	80,27	79,04	78,16
2038	81,83	80,57	78,83
2039	81,82	80,56	78,93
2040	82,65	81,38	79,22

⁷ Precio del carbón térmico 6350 [kcal/kg]

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2041	82,78	81,51	79,97
2042	83,25	81,97	80,34

Tabla 7-14: Costo del Crudo Brent usado en la modelación del SEN⁸

Año	Precio Alto [USD/ton]	Precio Medio [USD/ton]	Precio Bajo [USD/ton]
2023	93,57	93,57	93,57
2024	94,58	94,58	94,58
2025	88,97	88,97	88,97
2026	89,83	89,83	89,83
2027	93,00	91,89	91,17
2028	96,37	94,33	92,47
2029	99,16	96,00	93,80
2030	101,78	97,79	95,90
2031	103,74	99,14	97,47
2032	106,26	100,91	99,50
2033	107,76	102,20	100,70
2034	109,30	103,51	101,95
2035	110,33	104,63	102,77
2036	112,07	106,02	104,17
2037	114,06	107,69	105,77
2038	115,98	108,80	107,31
2039	116,36	109,92	107,61
2040	119,51	111,38	110,15
2041	121,59	112,71	111,33
2042	122,71	113,83	112,22

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

En conformidad a lo establecido en la letra f. del artículo 78 del Reglamento de Planificación, 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:

⁸ Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI.

-
- a) La demanda mensual se representó mediante 12 bloques de horas consecutivas para los días hábiles y 12 bloques para los días no hábiles (sábados, domingos y festivos). Cada uno de los bloques agrupa dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día.
 - 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 en 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 2020, 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.

7.3.6.1 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, contando cada una 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 Energía⁹.

⁹ Explorador Solar. URL: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

La Figura 7-3 muestra los perfiles de operación de las unidades solares características para cada zona geográfica definida.

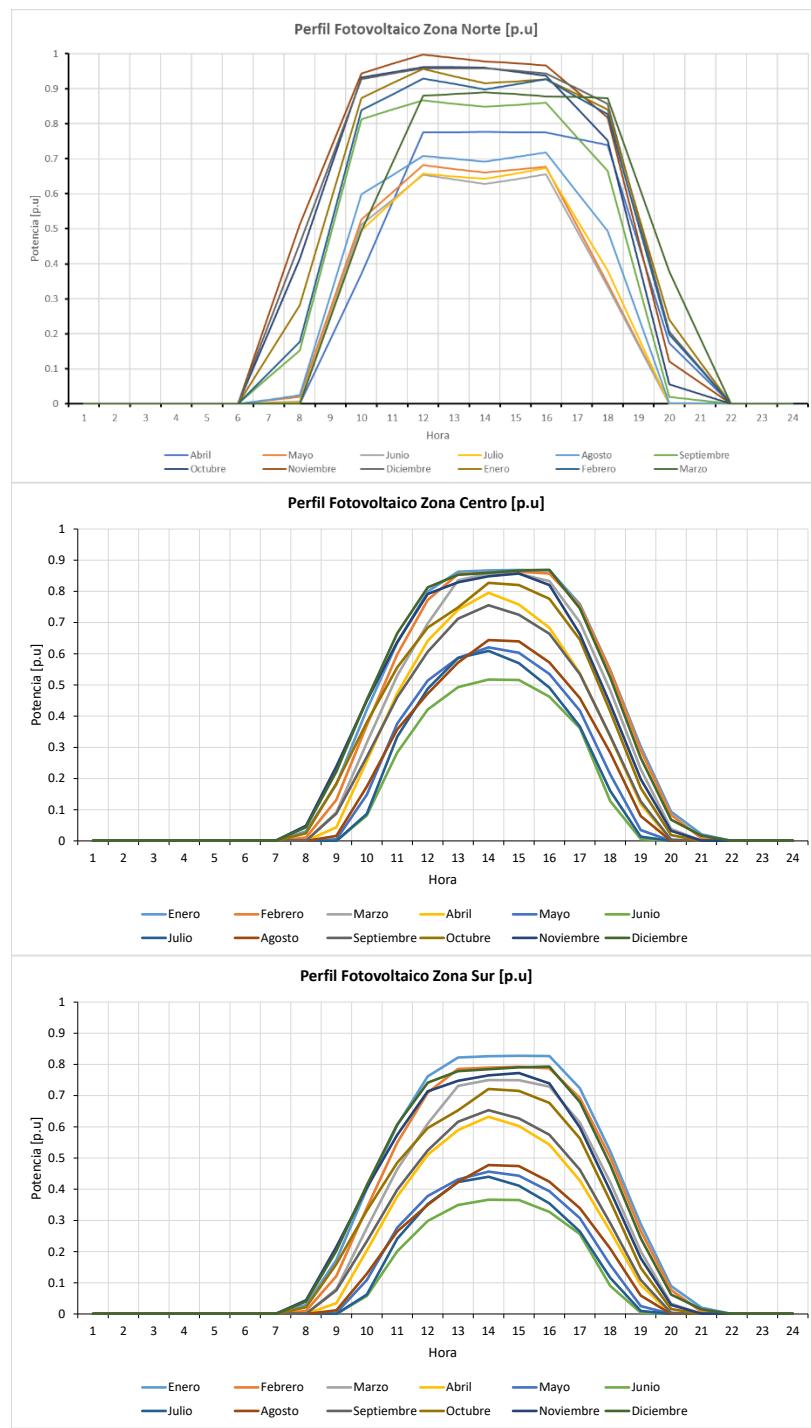


Figura 7-3: Perfil fotovoltaico para las distintas zonas

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 CSP 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., según se indica en la siguiente ecuación:

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

Lo anterior da lugar a una tabla con datos mensuales y horarios como los que se aprecian en la Tabla 7-15, en la cual se han destacado en color rojo aquellas horas en que la central CSP inyectaría más energía al sistema, y en color blanco 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 7-15: 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:

$$\text{Potencia CSP (p.u)} = \begin{cases} 1, & \text{si } 0,95 \leq \text{Potencia Complemento (p.u)} \\ 0,9, & \text{si } 0,8 \leq \text{Potencia Complemento (p.u)} < 0,95 \\ 0,8, & \text{si } 0,3 \leq \text{Potencia Complemento (p.u)} < 0,8 \\ 0,6, & \text{si } \text{Potencia Complemento (p.u)} < 0,3 \end{cases}$$

7.3.6.2 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 años¹⁰, 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 antes referido, se utilizó una aproximación al valor más cercano disponible.

Posteriormente, se procedió a escoger aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 34 días, con el objeto de obtener un símil a las 34 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, y separarlos en bloques de días hábiles y no hábiles. Cabe destacar que la relación afluente hídrico con el eólico se realizó de forma aleatoria, sin considerar una correlación temporal entre ambos.

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:

¹⁰ Los datos de la serie de tiempo entre el periodo comprendido por los años 1980 y 2016 corresponden a una reconstrucción estadística.

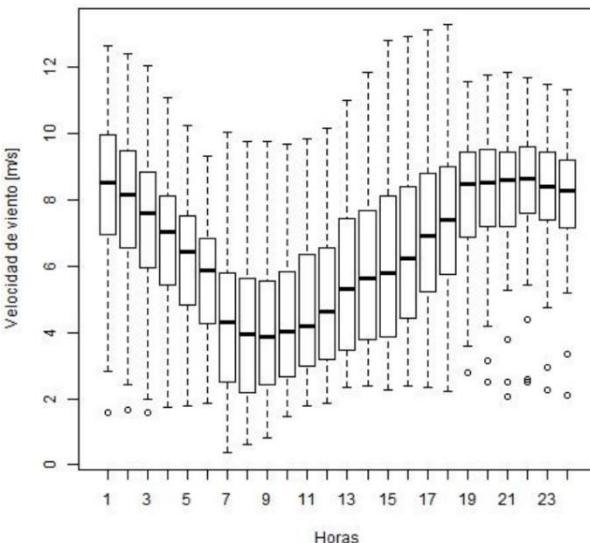


Figura 7-4: Velocidad del viento durante el día para Central Canela – mes enero

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 trabajos¹¹ 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 con la ubicación de la turbina, ya sea costa o interior) y pérdidas eléctricas (alrededor del 3%). La Figura 7-5 muestra el comportamiento de la característica potencia-velocidad del parque eólico, tanto para el caso en que este 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 esta.

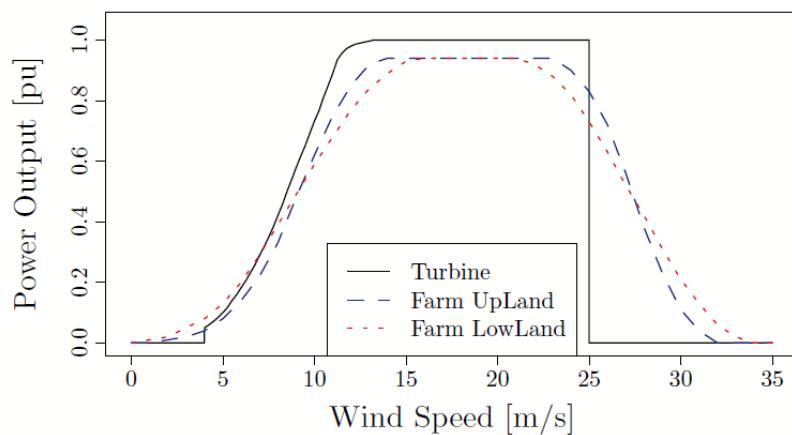


Figura 7-5: Potencia de acuerdo con la velocidad del viento

En particular, para efectos de la transformación de los datos de velocidad a potencia eléctrica utilizados para el plan de expansión 2023, 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:

¹¹Ver Norgaard Per and Holttimen Hannele. A multi-turbine power curve approach. In Nordic Wind Power Conference, March 2004; J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent wind power curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.

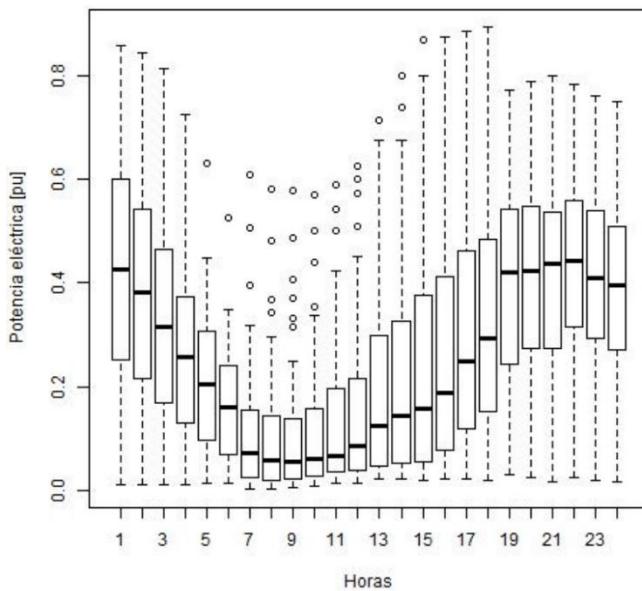


Figura 7-6: Potencia eléctrica durante el día para Central Canelá – mes enero

iii. Representación de la Potencia Eólica en Bloques

Los datos obtenidos, como resultado 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 34 afluentes eólicos fueron transformados sin hacer distinción entre días hábiles y no hábiles.

7.3.7 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 el 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 los sistemas de transmisión zonal han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en megawatts (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 períodos 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 un tamaño aproximado de 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 Albers¹².

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.

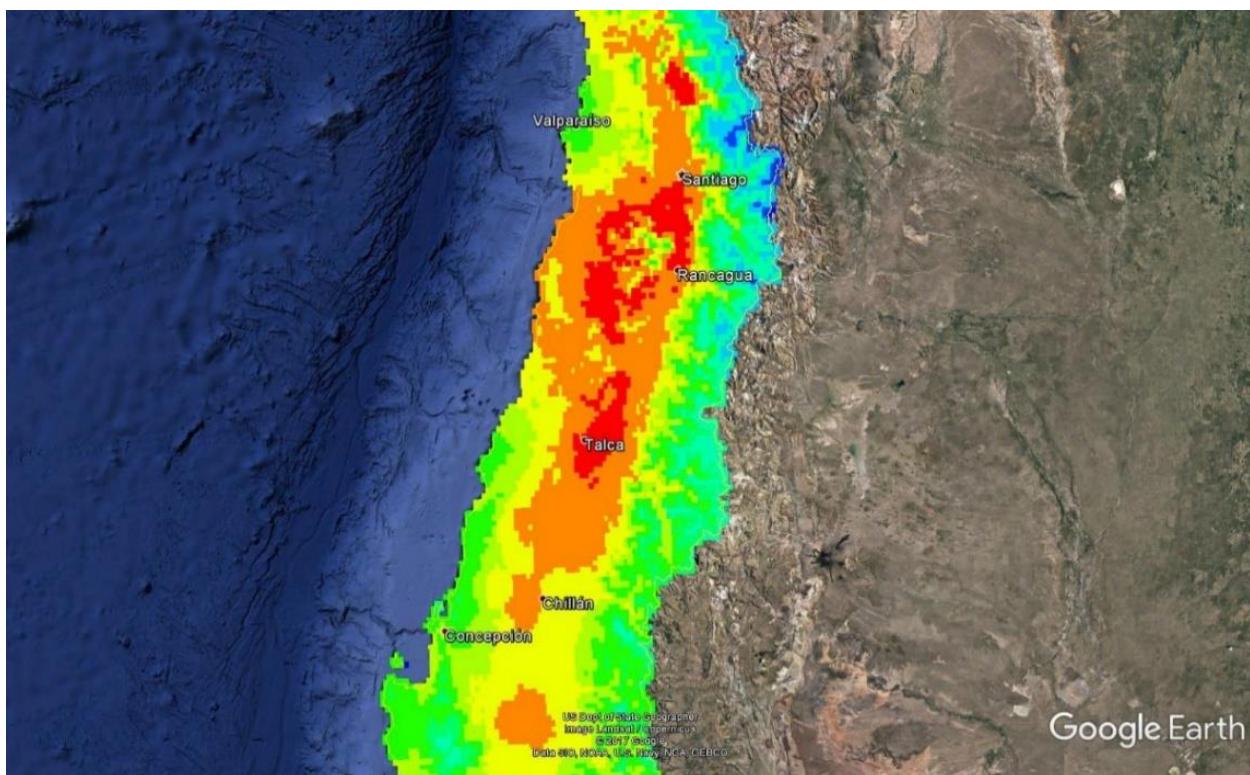


Figura 7-7: Zonas geográficas térmicas – Chile central

Finalmente, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonales 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.

¹²Albers, C. (2012): Coberturas SIG para la enseñanza de la Geografía en Chile. www.rulamahue.cl/mapoteca. Universidad de La Frontera. Temuco.

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 naranjo), 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.

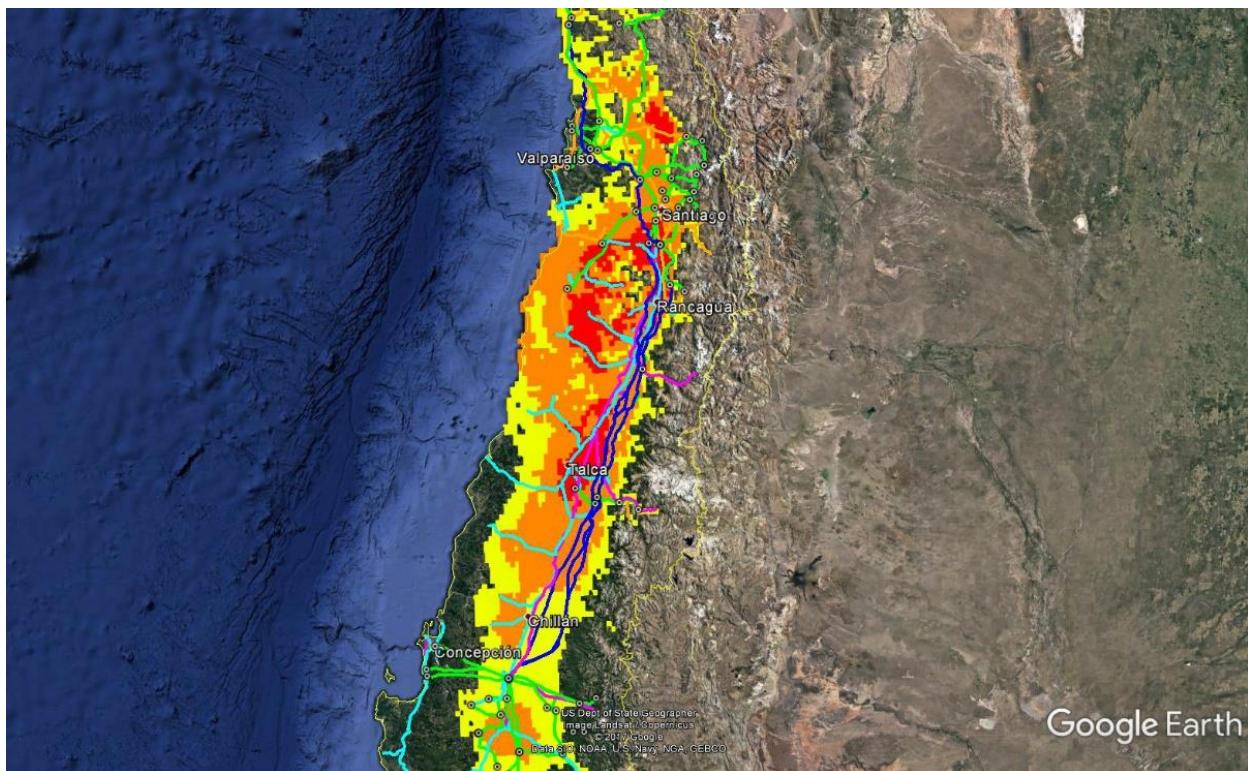


Figura 7-8: Circuitos pertenecientes a zonas con temperatura máxima superior a 26°C– Chile central

7.3.8 COSTOS DE FALLA

Los Costos de Falla de Larga Duración (CFLD) y los Costos de Falla de Corta Duración (CFCD), utilizados para el presente proceso de planificación anual se obtienen sobre la base del Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, complementado por la Resolución Exenta N° 153, de 19 de abril de 2023, que Aprueba Adenda Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SMMM” y por la Resolución Exenta N° 314, de 25 de julio de 2023, que Aprueba Adenda N°2 Informe Técnico “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”. Esta información corresponde a una actualización de los antecedentes disponibles al inicio del proceso de planificación, en base a lo establecido en el artículo 82 del Reglamento de Planificación.

Los valores de Costo de Falla de Larga Duración del SEN se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 7-16: Costo de Falla de Larga Duración SEN

Porcentaje de racionamiento	Costo Falla [US\$/MWh]
0-5%	461,94
5-10%	498,58
10-20%	583,15
Sobre 20%	650,82

Asimismo, se consideró una modulación del CFLD durante el periodo de planificación, teniendo en cuenta las proyecciones de costos combustibles, para representar su variación en el tiempo.

Por otro lado, los valores de Costo de Falla de Corta Duración del SEN se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 7-17: Costo de Falla de Corta Duración SEN

Sistema	Costo Falla [US\$/kWh]
SEN	7,22

7.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las tasas de falla de los elementos de rama de transformación o línea utilizados fueron extraídas 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 7 años (2017 a 2023) informados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, se han considerado las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

7.3.10 ANÁLISIS DE OPERACIÓN FUTURA

Como parte de los análisis de diagnóstico del sistema de transmisión, de acuerdo con lo establecido en artículo 87 del Reglamento de Planificación, se realiza un análisis de las series utilizadas en los modelos de optimización de la operación del sistema, con el objetivo de revisar en mayor detalle todas las alternativas de expansión disponibles.

Para lo anterior, se observó el comportamiento de cada simulación respecto a las variables hidrológicas modeladas en conjunto con las series de perfiles renovables obtenidas, con el objetivo de identificar aquellas series simuladas que representan condiciones más exigentes en el sistema, permitiendo observar el comportamiento en términos de costos de operación de cada alternativa de expansión.

A modo ilustrativo, en la Figura 7-9 se muestra en la gráfica superior, la dispersión de costos operacionales anuales resultantes de la simulación de 34 series a través del algoritmo SDDP¹³, y, en la parte inferior, se presenta la dispersión de las series hidrológicas representadas en

¹³ Programación Dinámica Dual Estocástica o *Stochastic Dual Dynamic Programming*.

energía afluente. La línea punteada muestra el comportamiento del costo operacional de una simulación en particular y su correlación con la serie hidrológica que le corresponde.

Este ejemplo señala aquellos años en los que el costo operacional es mayor debido a la escasez de recurso hídrico (año 2039), y en contraste, aquellos años de menor costo producto de una mayor disponibilidad del agua (año 2027).

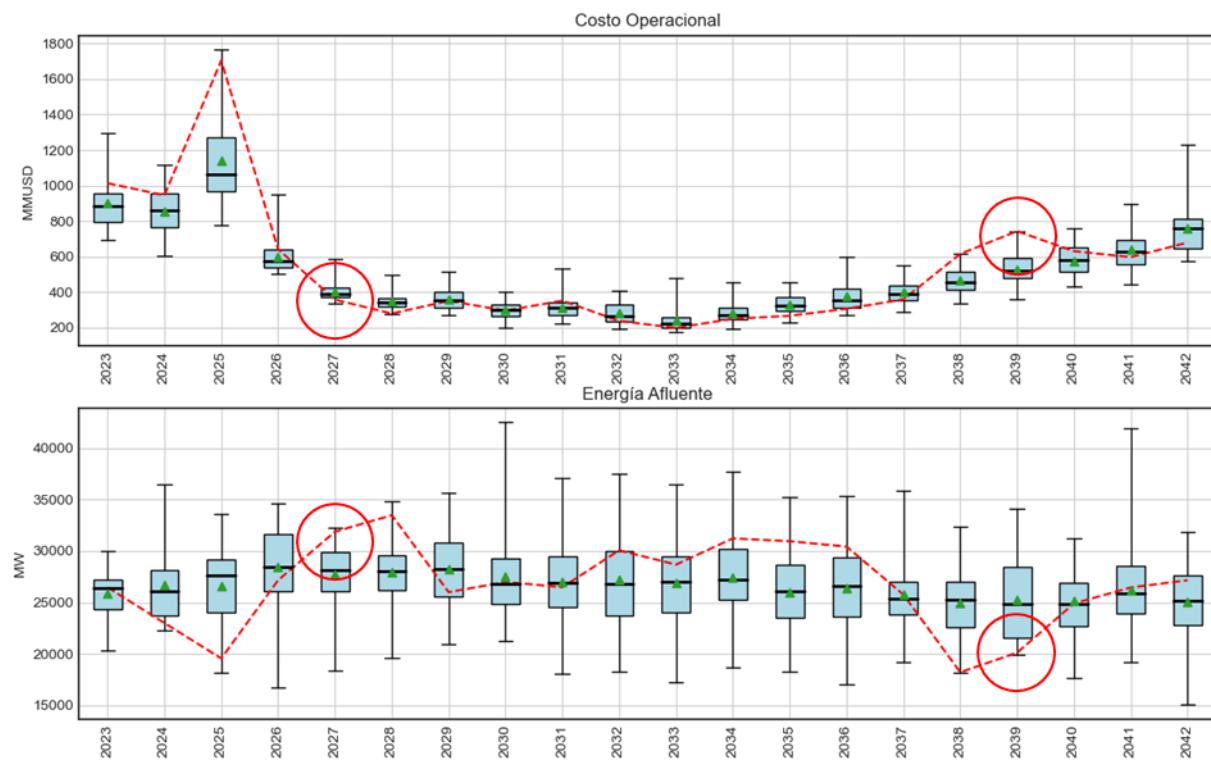


Figura 7-9: Dispersion de series de costos operacionales y de hidrologías

De manera conservadora, se definen aquellas condiciones más exigentes para evaluar las alternativas de expansión, utilizando una metodología que selecciona aquellas series dentro de las envolventes de costo operacional en cada año en donde el sistema debe operar con mayor costo, debido a la falta de recursos, y en contraparte, cuando existe un menor costo operativo dada una mayor disponibilidad de recursos.

En la Figura 7-10 se presenta un conjunto de nueve series de recursos renovables, que representan las envolventes inferiores y superiores en una ventana de interés (2029-2039) con un margen máximo de 4% en la envolvente superior, y de 9% en la envolvente inferior. De igual forma, la selección considera las condiciones intermedias, que se distribuyen dentro de los 4 rangos de percentiles (0-25, 25-50, 50-75, 75-100).

Comportamiento series hidrológicas

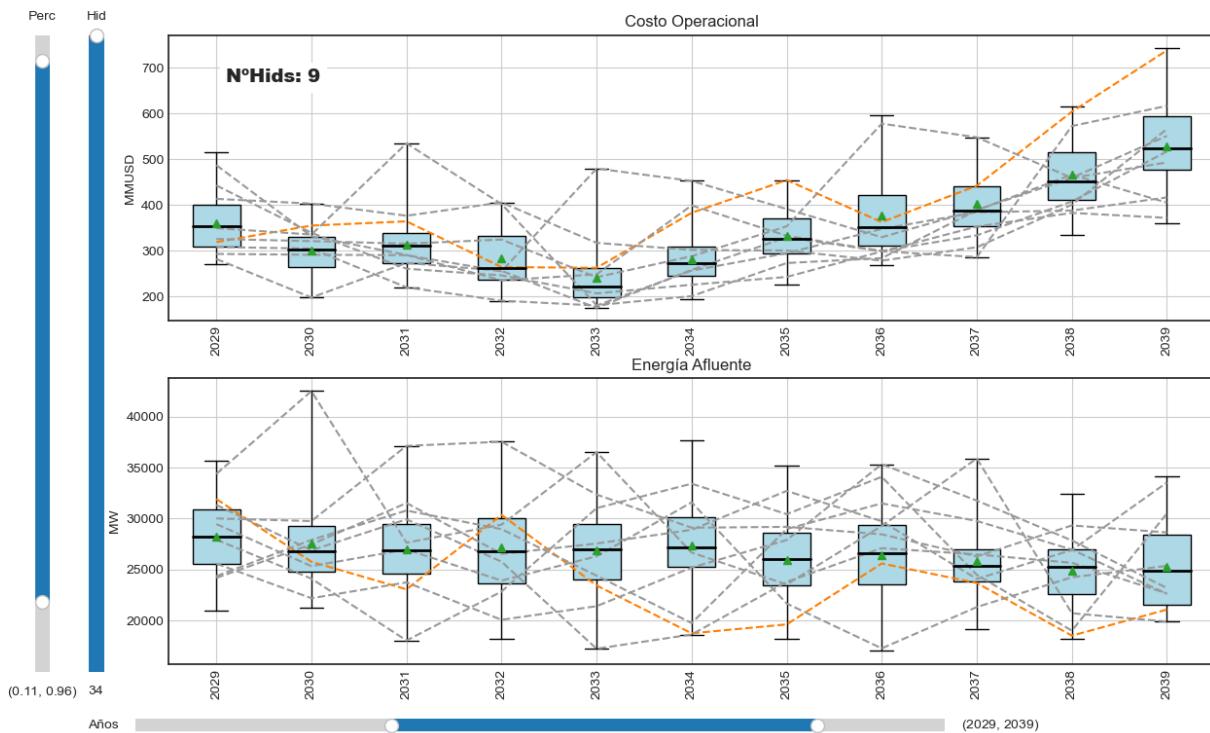


Figura 7-10: Comportamiento de costo operacional anual (I)

Si bien existe una diferencia acotada en el comportamiento de cada una de las simulaciones, debido al algoritmo SDDP, el resultado final de cada evaluación es similar al obtenido al considerar el conjunto completo de hidrologías disponibles.

Para ilustrar lo anterior, en la Figura 7-11 se muestra el comportamiento de costos operacionales de una simulación con treinta y cuatro series modeladas y una simulación con nueve series modeladas, considerando los resultados anuales asociados a la misma serie de datos (serie 29).

Comportamiento Costo Operacional

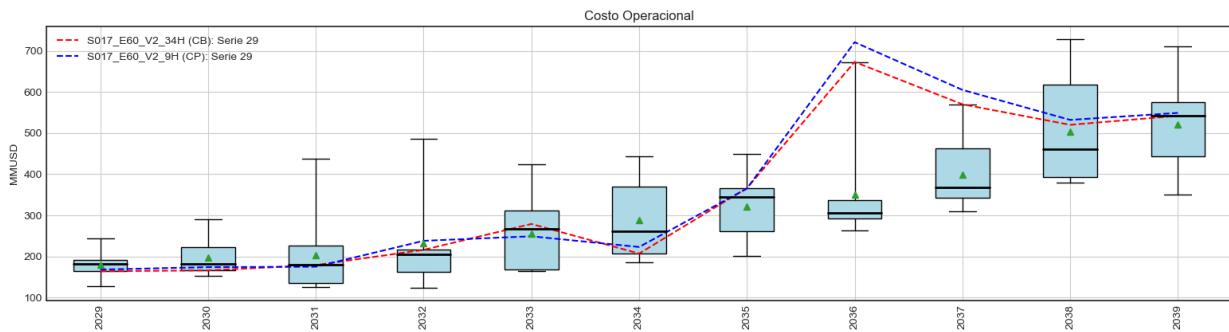


Figura 7-11: Comportamiento de costo operacional anual 9 (azul) y 34 series (roja)

Por otro lado, las evaluaciones realizadas para cada proyecto, que consisten en la diferencia entre un caso base y un caso sin proyecto, tienen una diferencia acotada al comparar los resultados asociados a la misma serie de datos.

Para ilustrar lo anterior, en las siguientes figuras se muestran los resultados para una misma evaluación considerando el conjunto completo de series (Figura 7-12) y el conjunto de 9 series (Figura 7-13) definido anteriormente.

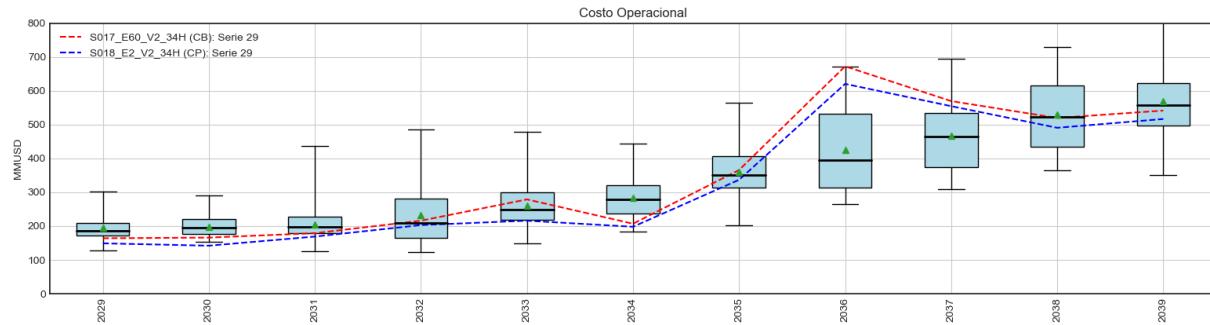


Figura 7-12: Evaluación económica 34 series

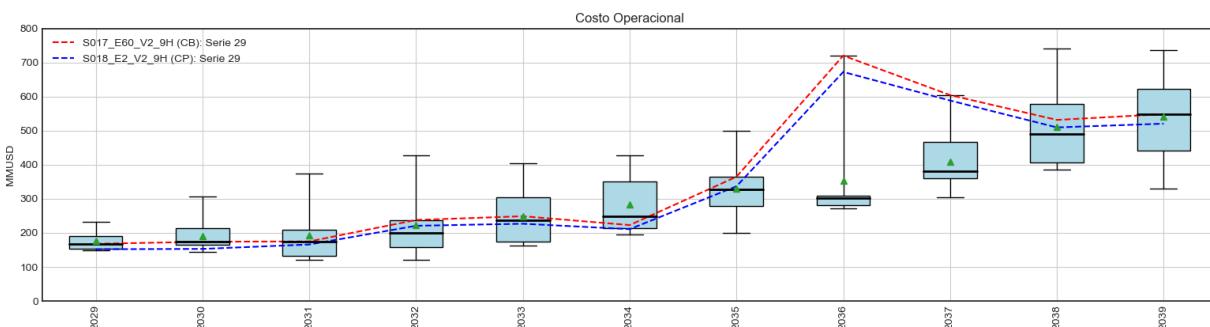


Figura 7-13: Evaluación económica 9 series

A partir de los resultados obtenidos de evaluar cada proyecto con el conjunto reducido de series, se analiza la magnitud del beneficio económico respecto de los valores de inversión de cada obra, identificando la tendencia de cada serie y reevaluando con el conjunto completo de series en aquellos casos donde se identifica una tendencia positiva en el beneficio sistémico.

El menor costo computacional, asociado a realizar simulaciones con un conjunto reducido de series, permite el análisis preliminar de un mayor número de alternativas y sensibilidades en el sistema, aumentando la envergadura de los portafolios de proyectos evaluados.

La ganancia, en términos de costo computacional, se encuentra en alrededor de un 70% al considerar el conjunto de 9 series sobre las 34, permitiendo aumentar en aproximadamente 4 veces el número de simulaciones en la misma cantidad de tiempo.

Por otro lado, como parte del diagnóstico en cada caso, se efectúan análisis a través de distintas herramientas, que incluyen análisis topológicos, de comportamiento de flujos, congestiones,

limitaciones del sistema en distintos niveles y ventanas del horizonte, y el beneficio de cada obra respecto a la disponibilidad de cada recurso.

Los documentos para el análisis topológico y de flujos estimados¹⁴, además de las herramientas de análisis de las series de costo operacional, se encuentran en los anexos del presente informe.

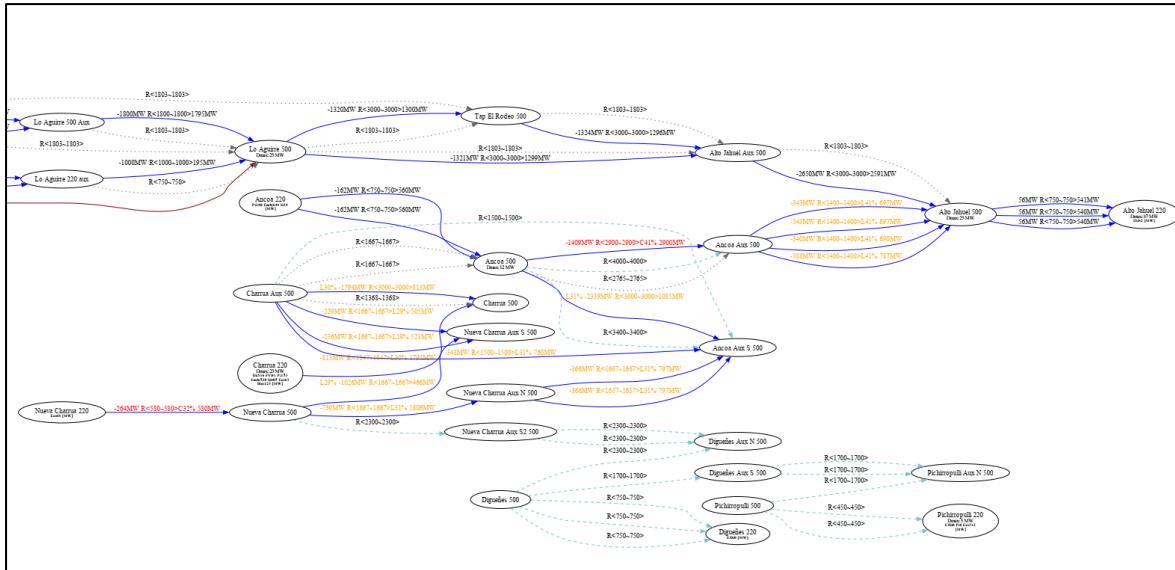


Figura 7-14: Análisis topológico y de flujos

¹⁴ Flujos estimados en base al resultado, máximo, mínimo y promedio por bloque de las simulaciones, considerando resolución mensual para el cálculo de percentiles para gráficos de flujo esperado y resolución anual de envolventes (máximos y mínimos) en el cálculo de indicadores de congestiones y limitaciones utilizados en el análisis y contenidos en los grafos del sistema generados para cada caso.

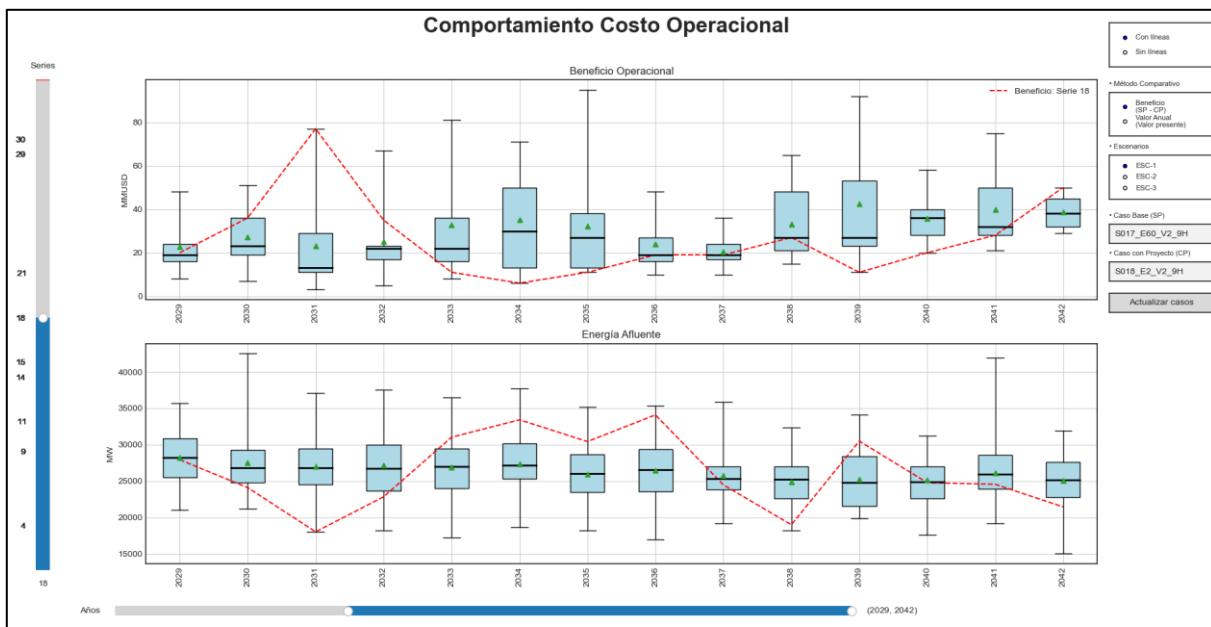


Figura 7-15: Análisis de comportamiento de beneficios operacionales

De esta forma, se valida cada una de las alternativas en distintas condiciones, contrastando los resultados de las evaluaciones económicas definitivas.

7.4 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 4 del Título III del Reglamento de Planificación, con el objeto de obtener como resultado el Plan Anual de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2023.

Adicionalmente, es del caso indicar que el citado reglamento entrega algunos espacios para la inclusión de obras a partir de ciertos lineamientos generales, debiendo ser justificados por la Comisión en el presente informe técnico. En este sentido, en los siguientes numerales asociados a cada una de las etapas de análisis, se indicarán los criterios adicionales utilizados por la Comisión para efectos de complementar la metodología contenida en el Reglamento de Planificación, en aquellas etapas en donde corresponda.

A continuación, se detallan los análisis realizados:

7.4.1 ETAPA DE ANÁLISIS PRELIMINAR

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 87 del Reglamento de Planificación, 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.

Con los antecedentes definidos, se procedió a efectuar un diagnóstico del sistema de transmisión para los 20 años de horizonte de análisis, con el objeto de detectar eventuales necesidades de expansión. 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 realiza una optimización de una función objetivo compuesta por costos de operación y costo de falla de larga duración del sistema eléctrico, simulación que se realiza para cada uno de los EGPT. 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*.

Cabe señalar que, en el caso del diagnóstico de los Sistemas de Transmisión Zonal, para algunos análisis se adoptaron simplificaciones en su representación, de modo de permitir abordarlo desde distintas ópticas. En particular, se desarrolló un análisis separadamente de aquellos tramos que son alimentados desde un único punto del sistema de transmisión (tramos radiales), permitiendo así contar con un diagnóstico para cada tramo serie en función de su demanda máxima coincidente. Posteriormente, este análisis fue complementado con otros en donde se considera la operación conjunta de cada sistema de transmisión zonal o de una parte de ellos, pero que abarca extensiones superiores a aquellos tramos radiales ya analizados.

Paralelamente, se realizó una revisión de los antecedentes presentados por los promotores y el Coordinador, correspondientes a los proyectos que se promueven como obras de expansión, de modo de determinar si se contaba con la información necesaria para los análisis posteriores.

Finalmente, 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 calidad de servicio, resiliencia y acceso abierto, de modo que pasaron directamente a las etapas de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, Análisis de Resiliencia y Análisis de Necesidades de Acceso Abierto, respectivamente.

7.4.2 ETAPA DE ANÁLISIS DE NECESIDADES DE ACCESO ABIERTO

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 74 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se determinaron las obras de expansión que permitan atender las necesidades de conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión.

Dado lo anterior, a partir de los requerimientos detectados en la etapa de Análisis Preliminar, la Comisión analizó la posible incorporación de obras de ampliación de subestaciones existentes o nuevas subestaciones, y con ello dar respuesta al objetivo planteado. Estos requerimientos consideran aquellas propuestas presentadas por los promotores de proyectos y el Coordinador, cuya finalidad corresponda a la conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión, así como aquellas necesidades detectadas por la propia Comisión a partir del diagnóstico realizado en la etapa de Análisis Preliminar.

En consecuencia, a partir de los requerimientos señalados, la Comisión determinó la incorporación de las obras de expansión que permitan entregar nuevos puntos de conexión a los Sistemas de Transmisión y resulten coherentes con los demás objetivos generales de la

planificación de la transmisión, de acuerdo con lo planteado en el Capítulo 1 del Título III del Reglamento de Planificación, los que pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización.

A continuación, se describen los criterios utilizados para el desarrollo de los análisis correspondientes a esta etapa:

7.4.2.1 Plazos requeridos

Corresponde al análisis de coherencia entre los plazos requeridos para la conexión oportuna de los proyectos de generación o consumo, y las fechas estimadas para contar con la obra en operación en caso de ser incorporada en el plan de expansión.

Esto resulta especialmente relevante en aquellos casos en que las propuestas tienen como propósito conectar proyectos al sistema en plazos más ajustados que los que es posible cumplir a través del proceso de expansión, ya que, una vez que una obra es incorporada en un plan de expansión, esta no puede ser presentada posteriormente a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102º de la Ley.

En esta revisión también se evalúa si el nuevo proyecto de ampliación coincidirá temporalmente con otra obra de expansión en la subestación, sea que esta defina mediante la planificación de la transmisión o mediante el mecanismo de obra urgente.

7.4.2.2 Potencial de generación

Corresponde al análisis del potencial de generación en la zona ubicada en torno al punto en donde se levanta el requerimiento, con la finalidad de estimar la cantidad de potenciales interesados en buscar conexión al Sistema en el posible nuevo punto.

7.4.2.3 Eficiencia constructiva

Corresponde a la identificación de posibles economías de ámbito o de escala en relación con la ejecución de otras obras en la zona, de modo tal que aumente la eficiencia en términos de costo.

7.4.2.4 Variables ambientales y territoriales

Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como el efecto de estas en el desarrollo de proyectos de generación (en particular).

Cabe señalar que la incorporación de estas consideraciones también afecta el potencial efectivo que se utiliza para la estimación de los eventuales desarrollos de generación, de acuerdo con la información utilizada por el Ministerio de Energía en la elaboración de la PELP.

7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 88 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se determinaron las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional, ante los distintos escenarios de oferta y demanda. Para determinar el conjunto de proyectos que permitan cumplir los objetivos anteriores, se consideró la complementariedad o sustitutibilidad entre las distintas alternativas analizadas.

De esta forma, se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional).

7.4.3.1 Suficiencia

Para la determinación de los requerimientos de expansión para el abastecimiento de la demanda a clientes finales, se aplicó un criterio de holgura equivalente a un 15% respecto de la capacidad nominal de la instalación bajo análisis con respecto a su nivel de utilización esperada en condición de demanda máxima, proyectada para el año en que se espera que entre en operación la obra de expansión correspondiente.

Este criterio se aplicó a proyectos necesarios para el abastecimiento de demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, ya sean equipos de transformación o líneas de transmisión, los que pasaron directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión.

Por su parte, para aquellas unidades de transformación de las subestaciones primarias de distribución, cuya potencia máxima de abastecimiento sea inferior a 20 MVA, se consideró como base el criterio de holgura equivalente a un 20% respecto al nivel de utilización esperada en condición de demanda máxima, proyectada para el año en que se espera entre en operación la obra de expansión correspondiente.

Asimismo, en el caso de las líneas de transmisión, se consideró como base la holgura de 15%, y también se consideró en algunos casos una holgura superior, ya sea en términos de cargabilidad proyectada o en el tiempo de ejecución del proyecto. Esto se vuelve especialmente relevante para aquellas zonas que son abastecidas por un único vínculo desde el sistema de transmisión y/o que presentan potenciales dificultades para el desarrollo de nueva infraestructura, pudiendo requerir un mayor tiempo para la ejecución de las obras y, eventualmente, el desarrollo de estudio de franjas.

Adicionalmente, para efectos de determinar los requerimientos de suficiencia en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión consideró, entre otras variables, las características particulares de los sistemas de distribución que son abastecidos directamente por las instalaciones de transmisión zonal, incorporando en los análisis las proyecciones de nuevas demandas eléctricas a nivel de distribución, ya sea por nuevos usos o recambios tecnológicos, en cuyo caso se consideró información del Ministerio de Energía, la Superintendencia de

Electricidad y Combustibles, el Coordinador, las empresas eléctricas y la que disponía la propia Comisión.

En cuanto al tratamiento de la generación distribuida, ya sea conectada directamente al sistema de distribución en media tensión (PMGD) o a nivel residencial, esta no fue considerada para efectos de la determinación de los requerimientos en términos de suficiencia, sin perjuicio de las posibles sensibilidades que se puedan realizar al respecto.

Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución considerando, para dichos efectos, distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad, o bien, como una alternativa para efectos de solucionar de forma eficiente problemáticas de suficiencia en el abastecimiento de la demanda de clientes finales, para lo cual se utilizaron antecedentes de los sistemas de distribución, en aquellos casos en que se contaba con dicha información.

7.4.3.2 Eficiencia operacional

Aquellos proyectos de expansión nacional y zonal que mejoren los costos de operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional pasaron a las etapas de análisis de los siguientes títulos.

7.4.4 ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

De acuerdo con lo indicado en el artículo 89 del Reglamento de Planificación, en esta etapa se deberán determinar las necesidades de obras de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto del abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación.

Para ello, la Comisión consideró aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, así como aquellos provenientes directamente de la etapa de Análisis Preliminar, modificando dichos proyectos con el propósito de aportar al cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

Por su parte, los proyectos que no cumplieron con los objetivos de esta etapa podrán ser modificados o alternativamente no ser incluidos en el Plan de Expansión, pudiendo ser pospuestos para futuros procesos de Planificación.

Se entiende por garantizar la seguridad y calidad de servicio, el entregar al sistema los elementos y niveles de redundancia necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para el segmento de transmisión respectivo.

De esta forma, para el sistema de transmisión nacional se consideró la aplicación del criterio N-1 como criterio de seguridad en la planificación de dicho sistema, de acuerdo con 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.

Asimismo, la determinación de los requerimientos de obras de expansión que permitan garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio se realizó considerando lo establecido en los artículos 5-19 y 5-24 de la NTSyCS, para efectos de la operación del sistema en estado normal y de alerta, respectivamente.

Además de lo anterior, la Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada esperada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, CFCD, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda.

Sin perjuicio de que, a la fecha, no existe una exigencia normativa para mantener un nivel de seguridad consistente con el criterio N-1 en los sistemas de transmisión zonal, la Comisión ha utilizado las atribuciones que le entrega el reglamento de planificación en aquellas situaciones en que se ha considerado pertinente realizar modificaciones a obras que provengan de las etapas previas de análisis (en particular para aquellas que provenientes del análisis de suficiencia y eficiencia operacional), con el propósito de conseguir mejoras en la seguridad de servicio que enfrentan los clientes finales en los distintos sistemas de transmisión zonal.

De esta forma, se consideraron lo siguientes elementos para la determinación de la incorporación de obras que representan mejoras en la seguridad en el abastecimiento de la demanda a clientes finales, de modo de contemplar las redundancias necesarias para cumplir con los objetivos del proceso de planificación, y en particular, con lo señalado en el inciso segundo del artículo 73 del Reglamento de Planificación:

- ENSE: Aporte en términos de disminución de la Energía No Suministrada Esperada.
- Calidad de suministro: Aporte en la mejora de indicadores de confiabilidad en los segmentos de transmisión y distribución.
- Criterio N-1: Aporte a la mantención o restitución de un nivel de seguridad acorde con el de criterio N-1 en líneas de transmisión y transformadores AT/AT, en aquellas zonas en que exista redundancia y dichas instalaciones sean operadas en la actualidad con ese nivel de seguridad, de modo de no degradar dichas condiciones en el tiempo.
- Eficiencia constructiva: Identificación de posibles sinergias con la ejecución de otras obras de expansión en la zona.
- Variables ambientales y territoriales: Identificación de efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades.

Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio, razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.

Asimismo, es importante señalar que el Plan Normativo de esta Comisión para el presente año 2024, contempla una revisión del artículo 5-5 de la NTSyCS, con el objetivo de definir la

pertinencia de la implementación del criterio de seguridad N-1 en la planificación de los sistemas de transmisión zonal. El resultado de dicha revisión normativa, en conjunto con la implementación del artículo 81 del Reglamento de Planificación, permitirá a la Comisión actualizar la metodología de análisis de obras por seguridad en los sistemas de transmisión zonal, de modo de propender a un desarrollo eficiente de la red de transmisión, en conjunto con los sistemas de distribución.

A continuación, se detallan los análisis desarrollados respecto de cada uno de los puntos anteriormente listados:

7.4.4.1 ENSE

La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto de expansión, en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Sin embargo, y a diferencia de los procesos previos de expansión de la transmisión, los valores determinados fueron utilizados de manera indicativa, sin ser estimados en forma exhaustiva para todas las instalaciones de transmisión zonal, así como tampoco se utilizó para efectos de definir, por sí sola, la incorporación de obras por seguridad en el abastecimiento.

Lo anterior, fundamentado en atención a la baja efectividad de esta métrica para efectos de determinar la incorporación de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha, a lo que se suma la considerable disminución del valor del CFCD en el último tiempo, lo que reduciría aún más las posibilidades de incorporar una obra bajo este enfoque.

7.4.4.2 Calidad de suministro

La calidad de suministro de los clientes finales se verá mejorada mediante la incorporación de obras que entreguen un mayor nivel de redundancia para el abastecimiento de sus demandas, ya sea por medio de nuevos vínculos a nivel de transmisión (nuevos circuitos) o nuevos puntos de suministro a nivel de distribución (nuevas subestaciones primarias de distribución o ampliaciones de éstas).

En este sentido, se analizó el aporte de distintas alternativas para mejorar la calidad de suministro de los clientes finales, escogiéndose aquella que entregue mayores beneficios para el sistema en su conjunto, procurando balancear dicho aporte con relación al costo asociado al proyecto.

Asimismo, resulta importante destacar el rol que se espera que juegue a este respecto los análisis a que se refiere el artículo 81 del Reglamento de Planificación, metodología que continuará siendo diseñada en el proceso de planificación anual correspondiente al año 2024.

7.4.4.3 Criterio N-1

Corresponde a la identificación de tramos pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Zonal, y que actualmente cuentan con un nivel de redundancia que permite operar con un nivel de seguridad acorde con el criterio N-1, ya sea para condiciones de máxima demanda o similares. En estos casos, la aplicación de este criterio busca evitar que esta condición se pierda en el

tiempo, ya sea por efectos del crecimiento de la demanda o cambios en las condiciones del sistema.

7.4.4.4 Eficiencia constructiva

Corresponde a la identificación de posibles economías de ámbito o escala, en relación con la ejecución de otras obras en la zona, de modo tal que aumente la eficiencia en términos de costo o en términos de la ejecución de la obra bajo análisis u otras que se estén desarrollando en el entorno, evitando posibles interferencias.

7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales

Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como en sus plazos de ejecución o en los plazos considerados para estimar su entrada en operación esperada, lo que es especialmente relevante para aquellas obras que involucran la construcción de líneas de transmisión.

7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS

En esta etapa, se efectuaron los análisis necesarios para determinar la factibilidad de ejecución y construcción de los proyectos de expansión resultantes de las etapas anteriores, y la valorización de todos ellos.

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 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 2023”.

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 subproyectos, para así cubicar 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 estas. 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 con la siguiente metodología:

- Revisión del entorno topológico de la instalación del sistema dedicado intervenido, 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 en 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 intervenido, 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 instalaciones de los sistemas de transmisión nacional o zonal.

El procedimiento general de cálculo está detallado en el “Anexo 2: Metodología de valorización de” del presente informe.

De los proyectos señalados en el inciso anterior, no pasarán a la siguiente etapa de Análisis Económico y serán incorporados directamente a la cartera intermedia de proyectos, aquellos que hayan resultado de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, aquellos proyectos de transmisión que hayan resultado de la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, cuyo objetivo sea garantizar la seguridad y calidad de servicio, y aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Necesidades de Acceso Abierto, las que serán comunes para todos los EGPT, formando parte de todas las carteras intermedias.

7.4.6 ETAPA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS

En esta etapa corresponde determinar aquellos proyectos de expansión que resulten económicamente eficientes y necesarios para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en base a los proyectos que han resultado de las etapas anteriores, para ser incorporados a la cartera intermedia de proyectos con la que concluye esta etapa.

Para efectos de la evaluación económica de los proyectos, se consideró:

- a) **Tasa de Actualización:** De acuerdo con 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 con lo dispuesto en la Ley N° 20.530, que Crea el Ministerio de Desarrollo Social y Modifica Cuerpos Legales que indica.

De acuerdo con el Informe “Precios Sociales 2023” de marzo de 2023, 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 VATT 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 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (C.O.M.A.) y el ajuste por efecto de impuesto a la renta (A.E.I.R.). Para efectos de lo anterior, se consideró lo dispuesto en el artículo 147 del Reglamento de Planificación. Así, 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 correspondiente 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 107º de la Ley, aprobadas por Resolución Exenta Nº 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 del correspondiente proyecto de expansión 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 con el Informe Técnico utilizado para la elaboración de las Bases Técnicas y Administrativas señaladas, la tasa a utilizar para este caso corresponde a un 5%.

Para efectos de lo anterior, se utilizó una vida útil estimada para los proyectos de líneas, subestaciones de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía.

De esta forma, la cartera intermedia de proyectos para cada EGPT quedó conformada por aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización, de acuerdo con lo siguiente:

- Proyectos que provienen en forma directa de las etapas de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio y Análisis de Necesidades de Acceso Abierto.
- Proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Resiliencia, que cumplan con los criterios de esta etapa y de la etapa de evaluación económica.
- Proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Mercado Eléctrico Común, que cumplan con los criterios de esta etapa y de la etapa de evaluación económica.
- Proyectos que provienen de las etapas de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, y que cumplan con los criterios de la etapa de evaluación económica.

Finalmente, no serán parte de las carteras intermedias de cada EGPT, los siguientes proyectos:

- Proyectos de transmisión zonal que cumplan con las características establecidas en el artículo 105 del Reglamento de Planificación, y que no presenten condiciones de eficiencia para su incorporación a través del proceso de planificación, en relación con su materialización a través del mecanismo señalado en el artículo (“obras menores”).
- Proyectos que cumplan con las características señaladas en el inciso tercero del artículo 89º de la Ley, a menos que sea eficiente realizarlos, cuando se interviene una instalación de servicio público producto de los objetivos establecidos en el artículo 87º de la Ley.

7.4.7 ETAPA DE ANÁLISIS DE RESILIENCIA

El objetivo de esta etapa consiste en determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otras.

En particular, en esta etapa, la Comisión analizó el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a un conjunto de contingencias definidas en el numeral 8.4 del presente Informe Técnico,

considerando los proyectos de expansión resultantes de las etapas previas, de modo de verificar que el sistema pueda responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, de manera de disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda.

De esta forma, en caso de que los proyectos de expansión que resulten de las etapas anteriores no sean suficientes para asegurar el abastecimiento de la demanda o que se degrade la operación técnica y económica del sistema frente a las contingencias definidas, se podrá proponer nuevos proyectos de expansión de transmisión o efectuar modificaciones a los ya considerados. Asimismo, se deberá considerar en este análisis la continuidad de suministro de aquella demanda asociada a servicios indispensables para resguardar la seguridad y salud de la población.

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 al mismo evento, pero considerando los proyectos de expansión.

Por otra parte, se han identificado dos niveles de impacto de los eventos analizados, por lo que se han dividido los análisis según sean efectos locales (Sistemas de Transmisión Zonal) o sistémicos (Sistema de Transmisión Nacional). Al respecto, y en atención a lo señalado en el numeral 7.4.4 del presente informe, con motivo del presente proceso, no se incorporan análisis de impactos locales tal como se realizó en procesos previos, pero sí se utilizó la información recabada para el desarrollo de los análisis de seguridad, en aquellos casos en que se visualice algún tipo de riesgo asociado a eventos de baja probabilidad y alto impacto. Por otra parte, es del caso indicar que este tipo de análisis se retomará una vez concluida la revisión normativa señalada en el numeral indicado.

Asimismo, es conveniente señalar que esta Comisión se encuentra trabajando en el desarrollo de nuevas metodologías para los análisis de resiliencia, con los que se espera mejorar y profundizar lo desarrollado en procesos previos, estimando su implementación con motivo del Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente año 2024.

Dado lo anterior, a continuación se describen los análisis desarrollados con motivo del presente proceso:

7.4.7.1 Análisis de impactos locales

Los elementos adicionales que se consideraron para la presente evaluación corresponden a información histórica de eventos de la naturaleza que recopila SENAPRED (anteriormente ONEMI)¹⁵, a través de distintas instituciones, tales como CONAF, SHOA, SERNAGEOMIN, y otros. Esta información se encuentra publicada en el sitio web de la SENAPRED, y también en el visor del riesgo que mantiene actualizado el MEN.

¹⁵ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

En base a lo anterior, para el presente proceso se consideró la información relativa a los siguientes eventos:

- Maremotos, a través de datos de profundidad de inundación¹⁶ y cota 30¹⁷
- Incendios, a través de datos de densidad de incendios¹⁸

Esta información fue considerada como parte de los análisis de seguridad desarrollados, a efectos de incorporar los posibles efectos en de los eventos en el diseño de la solución de transmisión bajo análisis.

A continuación, se describen mayores detalles de los análisis realizados, según tipo de evento.

7.4.7.1.1 Maremoto

Se analizarán especialmente aquellas zonas del país caracterizadas por una alta concentración de centrales de generación en la zona costera, las cuales podrían ser estrictamente necesarias para el abastecimiento de la demanda de la zona.

Así, se analizará un escenario considerando la salida de las centrales de generación, y el escenario de demanda/capacidad de transmisión exigente para el sistema. Asimismo, es importante establecer que el presente análisis no considerará la demanda máxima coincidente de la zona, sino que la máxima demanda a abastecer considerando la ocurrencia del evento. En el caso de la ocurrencia del evento de maremoto, esta demanda será la que quede fuera de la zona de inundación de profundidad mayor a 2 mt.

Se realizarán simulaciones utilizando 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.

Por otro lado, tomando en cuenta lo ocurrido durante el terremoto y posterior maremoto de 2010, se tomará una ventana de indisponibilidad de abastecimiento de la demanda de 2 semanas¹⁹, para efectos de determinar el impacto que esto tendría y determinar la pertinencia de incorporar obras en los procesos de expansión de la transmisión, o bien si se deben explorar otro tipo de soluciones al problema.

¹⁶ Carta de inundación de tsunami elaborada por SHOA. Disponible en <http://www.shoa.cl/php/citsu.php>

¹⁷ <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

¹⁸ Fuente primaria: CONAF. Disponible en visor de información SENAPRED, el cual contiene la Estadísticas de densidad de ocurrencia de incendios forestales, CONAF. 2014-2015 hasta 2018-2019. <https://senapred.cl/visor-chile-preparado-2/>

¹⁹ Se considera que el evento de maremoto viene posterior a un terremoto, por lo tanto, se utilizan los datos de la época que indican que “el 80% de los habitantes de las zonas más afectadas no tuvo suministro eléctrico al día siguiente del terremoto, lo cual se redujo a sólo 0,4% dos semanas después, principalmente de las ciudades de Concepción y Talcahuano, más cercanas al epicentro”.

7.4.7.1.2 Incendio

En el caso de los incendios forestales, se analizarán por este concepto las obras propuestas desde la Región de Valparaíso hacia el sur que se encuentren dentro de zonas con una alta densidad de ocurrencia de este tipo de eventos, sensibilizando los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad en aquellos casos en que se considere pertinente incorporar este enfoque.

7.4.7.2 Análisis de impactos sistémicos

Dentro de los análisis realizados por sus efectos potenciales en todo el sistema eléctrico se encuentran aquellos asociados a eventuales shocks de precios de combustibles y la ocurrencia de condiciones hidrológicas extremas, entre otros. Para estos casos, además de analizar la capacidad de respuesta del sistema frente a los eventos analizados, se realizaron análisis que permitan determinar si las obras de expansión son suficientes para disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda, sin que se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica.

A continuación, se describen en mayor detalle los análisis realizados.

7.4.7.2.1 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 con el 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 2028 o durante el año 2036²⁰, 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),

²⁰ Se escogen estos años como una muestra que refleje los efectos potenciales en el mediano y largo plazo.

mientras que el 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.

7.4.7.2.2 Hidrologías extremas.

Dado que el Sistema Eléctrico Nacional es de naturaleza hidrotérmica, un aspecto fundamental es el análisis del recurso hídrico. 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 hidrologías sintéticas construidas conforme lo establece el estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, del 31 de marzo de 2020, elaborado por Ingeniería y Geofísica Ltda. (Meteodata), por lo tanto, las simulaciones realizadas hacen uso de 34 posibles escenarios hidrológicos²¹. Dependiendo de las zonas en análisis, el flujo por los distintos tramos del sistema de transporte 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 en la operación del sistema para los siguientes 20 años considerando: (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 de expansión bajo análisis. Para observar los efectos económicos que tiene el set de proyectos propuestos frente a hidrologías extremas, se extrajeron los costos de operación y falla para la simulación que contiene el set de proyectos promovidos, para luego compararlos contra el caso base.

7.4.8 ETAPA DE 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 con lo establecido en el artículo 87º 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.

El análisis consiste en una comparación entre los escenarios considerando 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

²¹ Mismos escenarios hidrológicos utilizados por el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo del primer semestre del año 2021 (Resolución Exenta N°35 del 01 de febrero de 2021).

marginales esperados por barras y el uso del sistema de transporte, en conformidad a lo establecido en el artículo 93 del Reglamento de Planificación. Con la finalidad de establecer un indicador representativo, de las simulaciones también se extraen los montos de energía inyectada y retirada esperada por los generadores resultante del despacho y el retiro de energía proyectado en las barras respectivas.

Para este análisis no se efectuaron sensibilidades respecto a la capacidad de generación o la localización de la generación o retiros, que no guarde relación estricta con los escenarios de EGPT.

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 expresión para el cálculo de los indicadores antes mencionados.

Para un conjunto significativo de barras de retiro, agrupadas en un *cluster*²², 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:

²² Se entenderá por “clúster de consumo” la agrupación de consumidores que se hace sumando todo el retiro físico y monetario, de la misma forma se entenderá por “clúster de generación” la suma de la generación de todas las centrales de un productor de forma física y monetaria.

$$PMIP = \frac{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} CM g_{iny_{i,j,k}} \cdot Iny_{i,j,k}}{\sum_i^n \sum_j^{12} \sum_k^{16} Iny_{i,j,k}} \left(\frac{USD}{MWh} \right)$$

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:

$$RT_c = \frac{\sum_{l=1}^n |(PMIP_l - PMRC_l)| \cdot Ret}{Cantidad\ de\ Productores\ Activos} \text{ (USD)}$$

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 análisis²³.

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 año²⁴, para el abastecimiento de cada barra de consumo a partir de las distintas barras de inyecciones, agrupadas por empresa generadora.

7.4.9 ETAPA DE CONFORMACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Para conformar el Plan de Expansión se debe seleccionar una de las carteras intermedias asociada a cada EGPT. Para realizar dicha selección se utilizará alguna metodología de decisión bajo incertidumbre, evaluando cada una de las carteras referidas en el inciso primero del artículo 94 del Reglamento de Planificación y seleccionando aquella que presente los mayores beneficios para el Sistema Eléctrico.

En particular, para el presente Proceso de Planificación se ha utilizado una aproximación para efectos de seleccionar la cartera de proyectos que maximice el beneficio para el Sistema Eléctrico.

²³ Se entenderá por productor activo aquella empresa que tenga inyecciones de energía distintas de cero en el periodo de análisis.

²⁴ Corresponde a años hidrológicos.

La aproximación utilizada consiste en determinar aquellos proyectos que individualmente resulten ser eficientes en más del 50% de los EGPT, los que pasarán a conformar el Plan de Expansión en conjunto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias.

Adicionalmente, la metodología de decisión bajo incertidumbre conocida como “minimizar el máximo arrepentimiento”, sólo se utilizó cuando una determinada necesidad del sistema podía ser solucionada por diferentes obras de transmisión, que aportaban beneficios operacionales o económicos distintos en el mediano y largo plazo.

Por otra parte, en virtud de lo señalado en el artículo 75 del Reglamento de Planificación, se podrán modificar las Obras Nuevas o de Ampliación incorporadas en procesos de planificación previos, siempre que estas no hayan sido adjudicadas por el Coordinador. Estas modificaciones corresponderán a situaciones excepcionales y deberán ser debidamente justificadas, en atención a nuevos análisis o antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de ejecutar la obra, o por razones de eficiencia y/o seguridad.

Finalmente, se podrán incorporar al Plan de Expansión proyectos de alguna de las carteras intermedias, cuando se identifique que dichos proyectos otorgan beneficios para el Sistema Eléctrico, o a una zona particular, y que no logran ser capturados por la metodología descrita previamente.

8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS

A continuación, se describen las diferentes evaluaciones técnicas y económicas de las obras propuestas, de acuerdo con lo establecido en las etapas de análisis metodológicas antes expuestas.

8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL

8.1.1 NUEVO PATIO 500 KV EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI

El proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli, como parte del proyecto “Energización en 500 kV Sistema Transmisión Zona Centro – Sur” del Plan de Expansión 2022 que incluye las siguientes obras:

1. Nueva S/E Digüeñas
2. Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén - Digüeñas
3. Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñas
4. Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)
5. Nueva línea 2x500 kV Digüeñas - Nueva Pichirropulli
6. Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa

En específico, esta obra habilita el desarrollo de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñas - Nueva Pichirropulli” al generar un punto de conexión en su extremo sur en la subestación Nueva Pichirropulli.

Se estima un proceso de licitación desarrollado en conjunto para estas obras, permitiendo la conexión y entrega a la operación dentro de los plazos requeridos por el sistema a partir de los beneficios identificados.

Los beneficios económicos anuales del desarrollo de la obra “Nueva línea 2x500 kV Digüeñas - Nueva Pichirropulli” se muestran en la Tabla 8-1, considerando el V.I. de construcción de la línea y del tramo de transformación 500/220 kV.

Tabla 8-1: Beneficios anuales Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli.

Beneficios	NUEVA LÍNEA 2X500 KV DIGÜEÑES - NUEVA PICHIRROPUULLI					AVI			
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E			
2023	-	-	-	-	-	-			
2024	-	-	-	-	-	-			
2025	-	-	-	-	-	-			
2026	-	-	-	-	-	-			
2027	-	-	-	-	-	-			
2028	-	-	-	-	-	-			
2029	-	-	-	-	-	-			
2030	-	-	-	-	-	-			
2031	-	-	-	-	-	-			
2032	-	-	-	-	-	-			
2033	-	-	-	-	-	-			
2034	-	6.6	6.0	13.1	-	3.0	6.1	-	17.6
2035	-	6.9	17.0	13.0	-	0.7	18.4	-	16.7
2036	-	5.1	27.2	13.6	-	1.7	30.2	-	15.7
2037	-	3.5	28.5	25.2	3.6	35.7	-	14.8	
2038	4.9	52.2	38.5	7.1	50.8	-	14.0		
2039	7.9	49.2	34.4	13.0	49.3	-	13.2		
2040	8.0	60.0	35.8	13.6	54.7	-	12.5		
2041	4.7	67.5	28.7	15.4	58.9	-	11.8		
2042	6.5	90.1	44.5	19.2	75.5	-	11.1		
2043	11.7	118.1	54.0	33.2	91.8	-	10.5		
Total	22	515.8	301	100	471	-	138		
VP Perpetuidad	122	1,462.3	675	361	1,197	-	174		
Costo con Perpetuidad	144	1,978.0	976	461	1,668	-	312		

Cabe destacar que, si bien el tramo de transformación 500/220 kV se incluye en el V.I. de la evaluación como parte del proyecto y requerimiento para energizar la línea, este será promovido en los planes de expansión subsiguientes dado los plazos constructivos de la obra.

Como parte del análisis complementario, se observa la dispersión del beneficio operacional anual, el comportamiento de cada serie y el efecto del recurso hídrico disponible.

De modo ilustrativo, en la Figura 8-1 se observa la dispersión de beneficios, que permite concluir que, para aquellos años bajo condiciones de escases hidrológica extrema, la obra aporta su mayor beneficio, donde además se identifica un beneficio mínimo en torno a los 15 MMUSD.

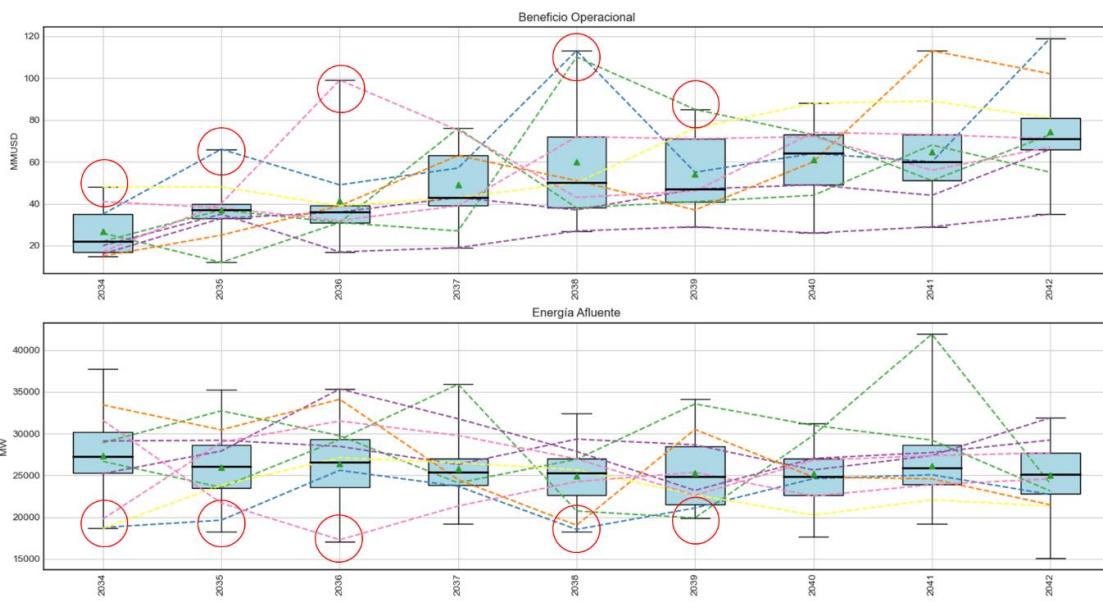


Figura 8-1: Comportamiento del beneficio operacional Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli (I)

Los resultados al considerar el conjunto completo de series se muestran en la Figura 8-2, corroborando los resultados y conclusiones ya expuestos.

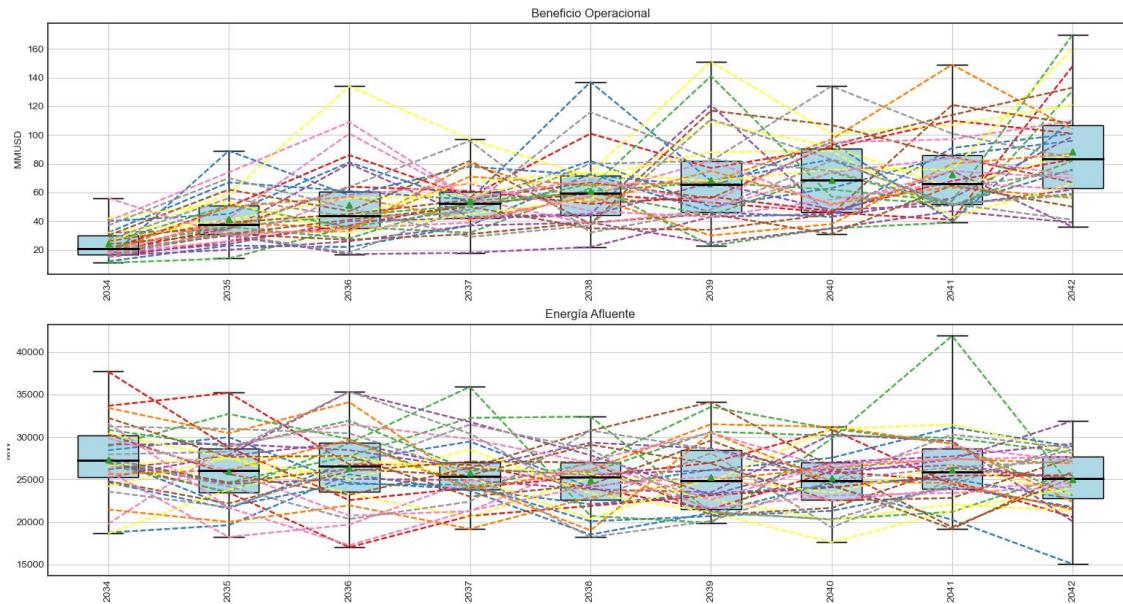


Figura 8-2: Comportamiento del beneficio operacional Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli (II)

8.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

Tabla 8-2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
Costo Operacional Sin Proyecto	12.170	34.943	19.202	14.007	28.329
Costo Operacional Con Proyecto	11.650	32.589	17.858	13.192	26.170
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.962	32.901	18.171	13.504	26.482
Beneficios (Base – Proyecto)	208	2.042	1.031	503	1.847

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 los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nuevo Patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)” en el presente proceso de expansión.

8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROPULLI

El proyecto consiste en la instalación de equipos de control dinámico de flujo con el fin de generar una redistribución de los flujos transmitidos a través de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli y 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – El Laurel – Nueva Pichirropulli, de manera de permitir un mejor aprovechamiento de las líneas.

Los equipos deberán ser capaces de compensar de manera dinámica la reactancia serie de cada uno de los circuitos de las líneas 2x220 kV Ciruelos – Cerros de Huichahue entre 4,7 Ohm capacitivos y 4,7 Ohm inductivos, y en 2x220 kV Valdivia – Ciruelos en, a lo menos, entre 11 Ohm capacitivos y 19,5 Ohm inductivos, o generar un efecto equivalente. A su vez, los equipos deberán soportar una corriente de régimen permanente de, al menos, 450 MVA a 25°C con sol.

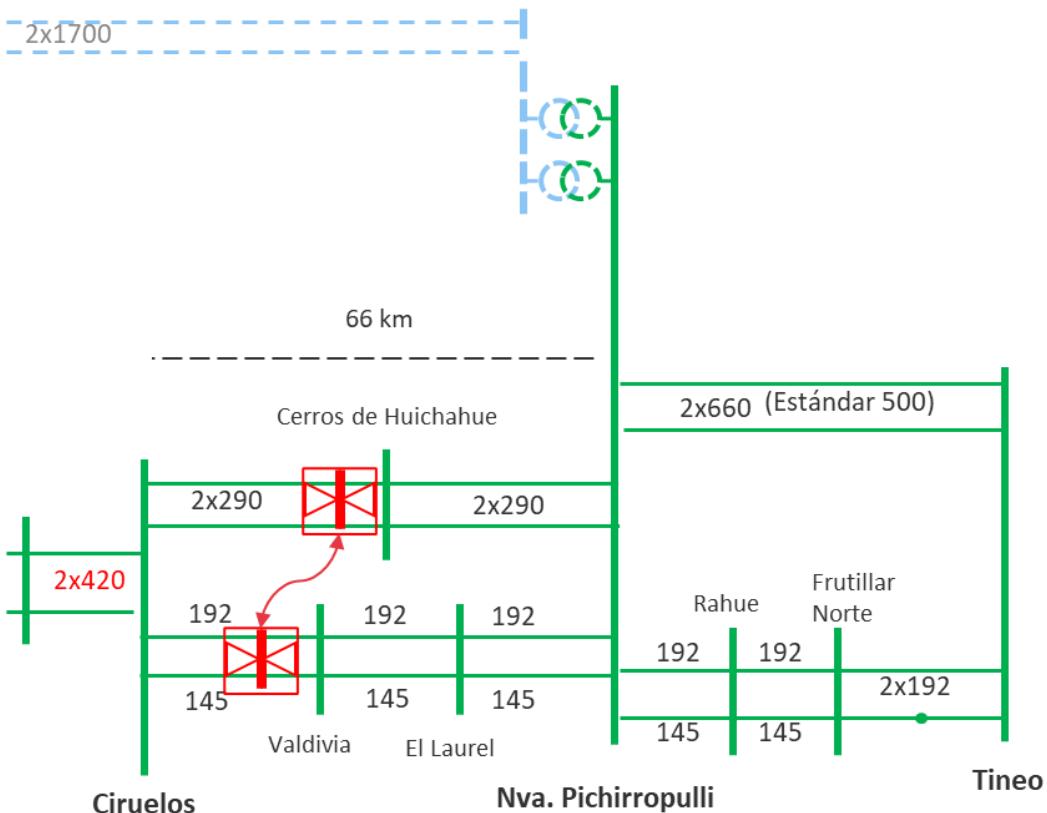


Figura 8-3: Diagrama Unilineal Simplificado corredor 220 kV Cautín - Tineo

A consecuencia de las congestiones identificadas en la zona y el impacto del proyecto de “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur”, se realiza un análisis detallado de los escenarios de desarrollo y las alternativas previstas en todos los corredores desde Tineo hasta Charrúa.

En la etapa de análisis preliminar, se revisa en mayor detalle las combinatorias de las siguientes sensibilidades y alternativas:

- Sensibilidades en la puesta en servicio del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur” del Plan de Expansión 2022.
- Sistema Energización en 500 kV Sistema Nueva Pichirropulli – Tineo.
- Sensibilidades en la puesta en servicio y límites del proyecto de refuerzo del corredor Cautín – Ciruelos
- Refuerzos y sistemas de Control de Flujo corredor Pichirropulli – Tineo.
- Refuerzos y sistemas de Control de Flujo corredor Ciruelos – Pichirropulli.
- Refuerzos y sistemas de Control de Flujo corredor Cautín – Mulchén.
- Refuerzos y sistemas de Control de Flujo corredor Mulchén – Charrúa.
- Desacople de flujos Entre Ríos – Charrúa (Sistema back-to-back y bypass de corredores a Mulchén).

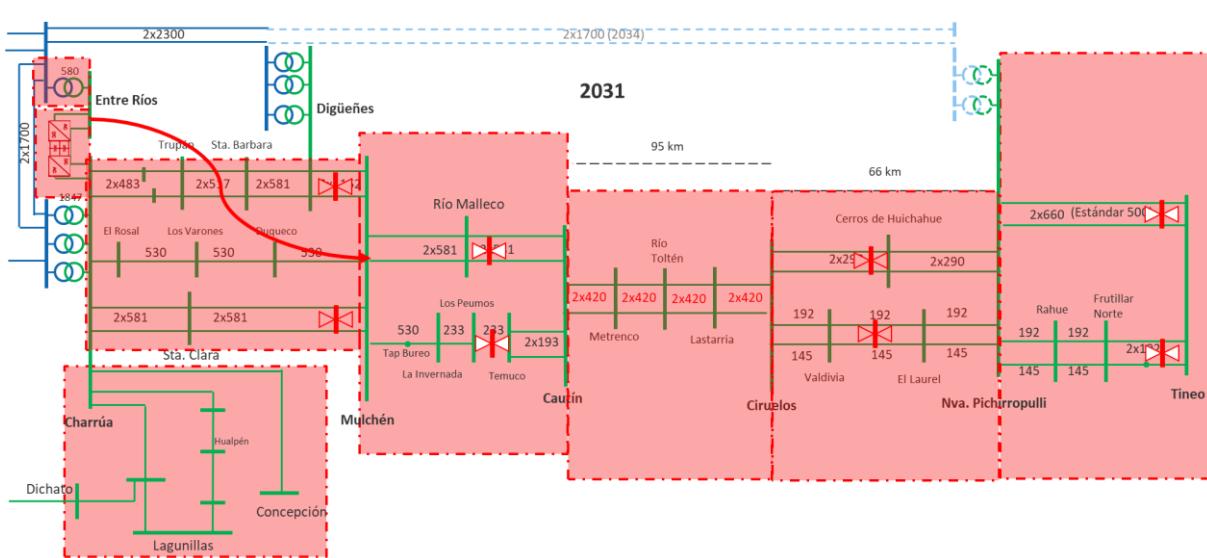


Figura 8-4: Indicador de congestiones línea 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – Nueva Pichirropulli

En general, se concluye que la zona analizada presenta congestiones importantes, que son mitigadas una vez que entra en servicio el proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur”, por lo que los sistemas de control de flujo permiten aprovechar de mejor manera el sistema existente previo a esto.

En la Figura 8-5 se observa la disminución de las congestiones²⁵ estimadas en la línea 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – El Laurel – Nueva Pichirropulli una vez que ingresa la línea de 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli.

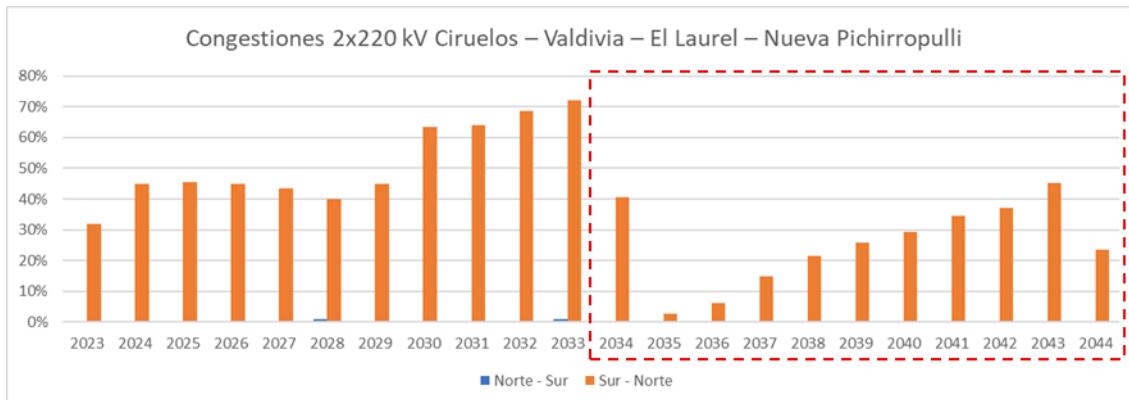


Figura 8-5: Indicador de congestiones línea 2x220 kV Ciruelos – Valdivia – El Laurel – Nueva Pichirropulli

Por otro lado, al visualizar las congestiones de Nueva Pichirropulli al sur, se observa un aumento de congestiones ante la puesta en servicio del sistema de 500 kV (Figura 8-6).

²⁵ Indicador de congestiones basado en promedio de series simuladas sobre total de bloques anuales.

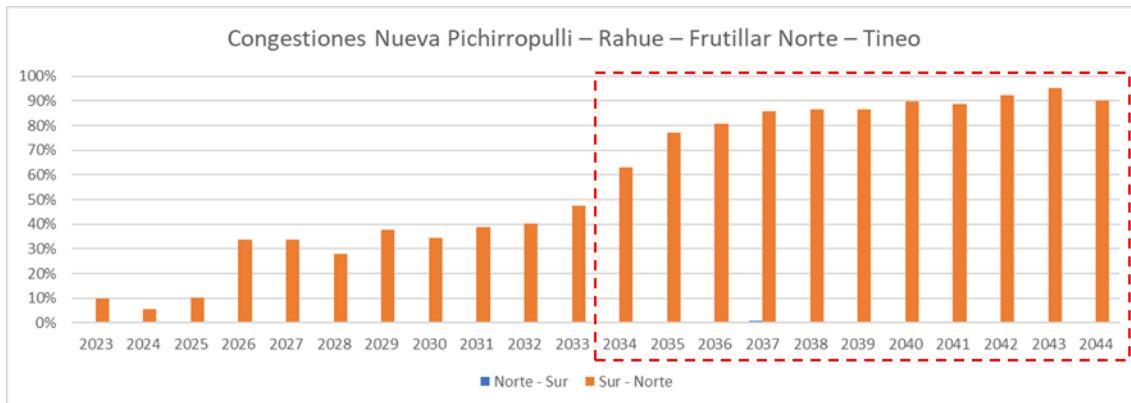


Figura 8-6: Indicador de congestiones Nueva Pichirropulli – Rahue – Frutillar Norte – Tineo

De la combinatoria de casos se identifica un beneficio económico del control de flujo en el corredor Ciruelos – Pichirropulli que se mantiene hasta la entrada del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur”, volviendo a mostrar beneficios en la medida que aumenta la penetración eólica al sur de S/E Nueva Pichirropulli.

Estos beneficios están sujetos al desarrollo del refuerzo del corredor Cautín – Ciruelos, o a alguna obra equivalente que eleve la capacidad por sobre la transferencia de la condición sin proyecto del corredor Ciruelos – Nueva Pichirropulli.

De forma preliminar y conservadora, se identifica el beneficio operacional asociado de habilitar un mejor aprovechamiento de las líneas manteniendo los límites N-1 actuales, en el corredor Ciruelos – Pichirropulli, lo que se presenta en la Tabla 8-3.

Tabla 8-3: Beneficios anuales Nuevo Sistema de Control De Flujo Ciruelos – Pichirropulli (I).

Beneficios	NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS – NUEVA PICHIRROULLI						
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	AVI
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029							-
2030	0.1	0.4	0.6	0.0	0.5	-	1.3
2031	0.3	1.9	1.5	0.9	1.3	-	1.2
2032	0.7	3.4	2.4	1.2	2.8	-	1.1
2033	0.7	3.5	2.9	2.3	4.0	-	1.1
2034	1.1	2.3	4.6	2.0	1.8	-	1.0
2035	-0.8	-0.7	-0.7	-0.6	-0.4	-	0.9
2036	-0.4	0.3	-0.7	-0.9	0.8	-	0.9
2037	-0.8	-0.6	-0.5	-0.5	-0.2	-	0.8
2038	-0.4	0.1	-0.3	-0.7	0.2	-	0.8
2039	-0.6	0.2	-0.6	-0.6	0.9	-	0.7
2040	-0.7	0.7	-0.4	-0.7	0.5	-	0.7
2041	-0.6	1.1	-0.4	-0.6	0.9	-	0.7
2042	-0.6	2.0	0.1	-0.5	2.1	-	0.6
2043	-0.6	3.3	0.3	-0.6	3.7	-	0.6
Total	-	2.7	17.9	8.7	0.8	17.2	-12.5
VP Perpetuidad	-	9.3	33.9	0.4	8.9	35.7	-9.9
Costo con Perpetuidad	-	11.9	51.8	9.1	8.1	52.9	-22.3

Para la condición descrita anteriormente, se analizan las simulaciones de despacho económico considerando la operación con y sin proyecto, bloque a bloque, observándose un aumento promedio de alrededor de 120 MW en las transferencias de sur a norte.

De manera ilustrativa, en la Figura 8-7 se muestra el comportamiento de los flujos del corredor Ciruelos – Nueva Pichirropulli para la condición con y sin proyecto.

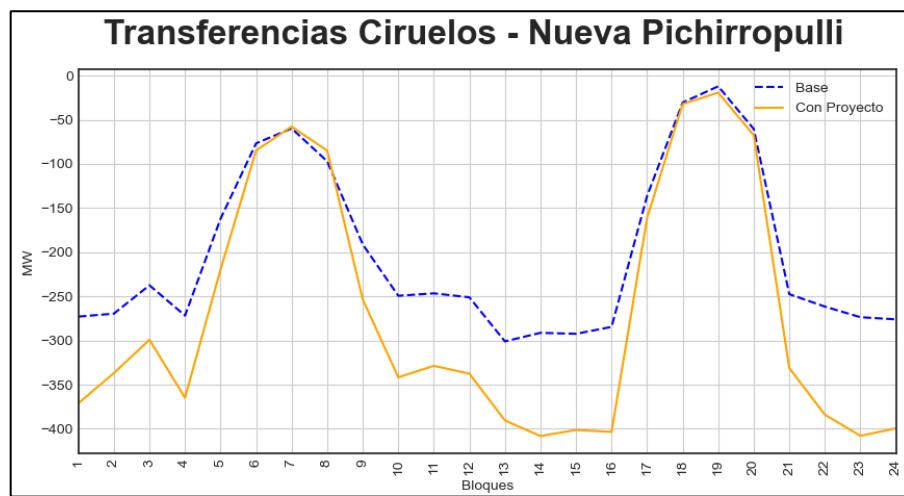


Figura 8-7: Diferencia de transferencias con y sin proyecto en corredor Ciruelos – Nueva Pichirropulli

Para el análisis del control de flujo, dada las limitaciones del modelo de despacho, se utilizan dos modelos complementarios:

-
- Modelo de cálculo de límites de transferencia de líneas ante todas las contingencias posibles entre S/E Ciruelos y S/E Nueva Pichirropulli y considerando todas las combinatorias de consignas del control de flujo.
 - Modelo auxiliar de ajuste de restricciones de transferencias considerando flujos resultantes del modelo de despacho económico y restricciones de inyección capacitiva e inductiva de equipos referenciales FACTS en serie.
Lo anterior se realiza para reflejar de la mejor manera posible el comportamiento que tendría el control de flujo en la realidad.

Las contingencias consideradas son:

- Ciruelos – Valdivia
- Valdivia – El Laurel
- El Laurel – Nueva Pichirropulli
- Ciruelos – Cerros de Huichahue
- Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli

A su vez se consideran la condición con y sin el despacho de centrales en S/E Cerros de Huichahue y límites de sobrecarga admisibles a 30°C con sol, informados en la plataforma de infotecnica.

De manera ilustrativa, la siguiente figura muestra cómo se comportan los flujos en el modelo de estimación de límites N-1, para una consigna determinada del control de flujo, compensando de manera inductiva el corredor Cautín – Valdivia – El Laurel – Nueva Pichirropulli.

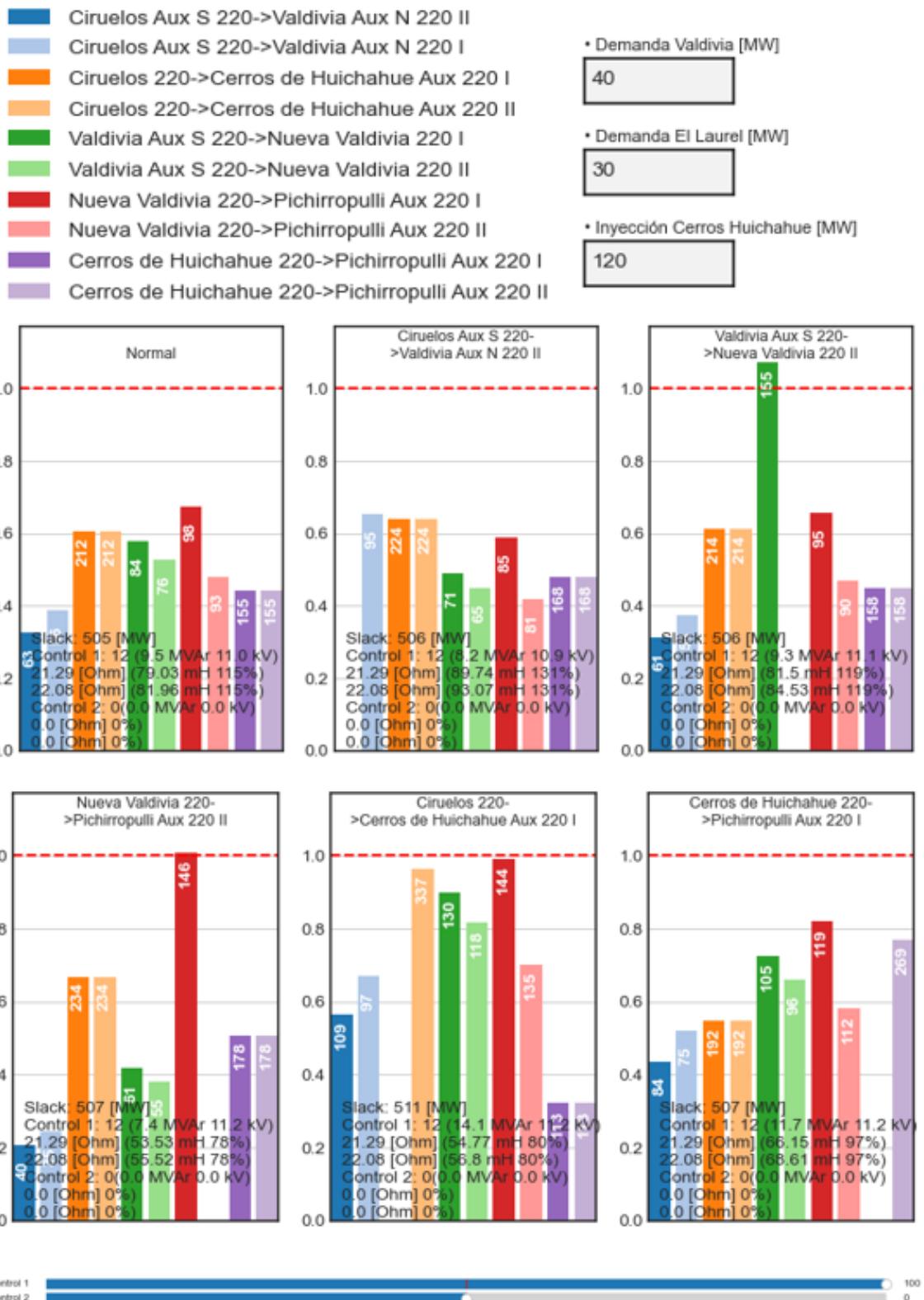


Figura 8-8: Modelo de estimación de límites de transferencia de líneas en corredor Ciruelos – Nueva Pichirropulli

Los límites obtenidos considerando las distintas condiciones anteriormente descritas, son las siguientes:

Corredor	Límite Norte → Sur	Límite Sur → Norte
	[MW]	[MW]
Ciruelos – Cerros de Huichahue	328	380
Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli	328	380
Ciruelos – Valdivia	160	160
Valdivia – El Laurel	160	160
El Laurel – Nueva Pichirropulli	160	160
Ciruelos - Nueva Pichirropulli*	427	520

*Corresponde al límite auxiliar modelado para ambos corredores en el extremo sur del sistema analizado.

Para ilustrar la aplicación del modelo auxiliar para representar las restricciones operacionales de equipos FACTS referenciales, en la Figura 8-9 se muestra el flujo del modelo de despacho económico previo al ajuste, en donde se observa que, para el dimensionamiento del control de flujo dado, no es posible conservar la operación representada en el modelo de despacho.

Por otro lado, la Figura 8-10 muestra que, una vez ajustado el modelo de despacho, las restricciones del control de flujo son adecuadas para los flujos resultantes.

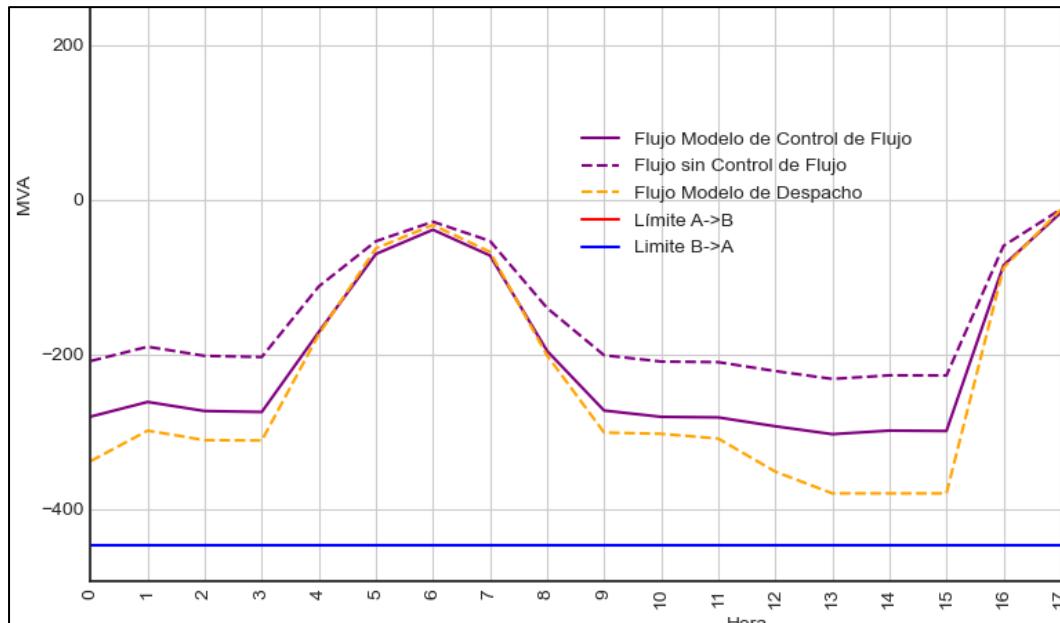


Figura 8-9: Modelo de control de flujo sin ajuste

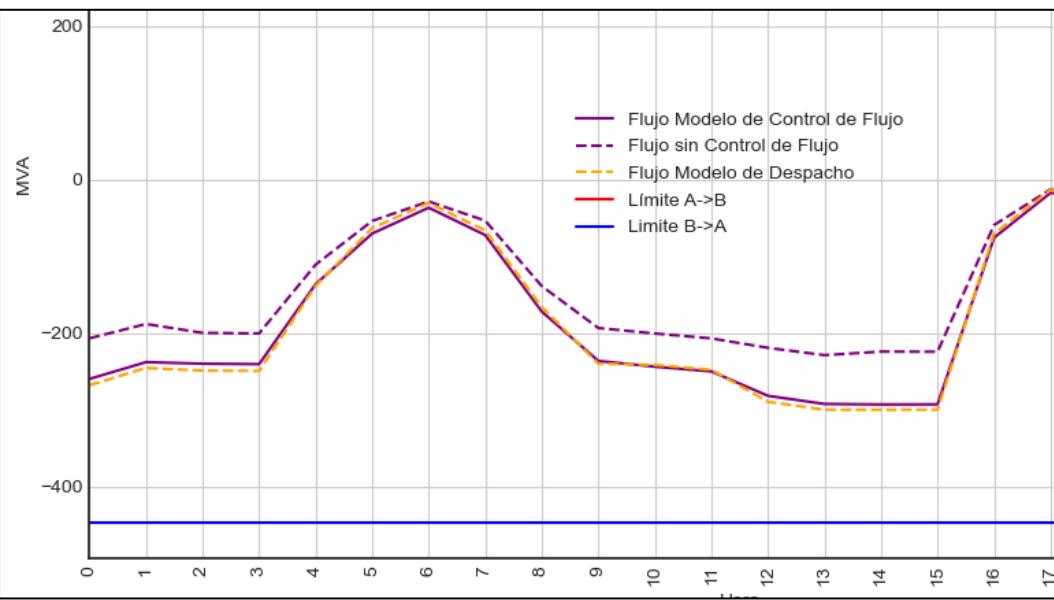


Figura 8-10: Modelo de control de flujo ajustado

El beneficio económico identificado a través de la simulación del modelo de despacho ajustado es el que se muestra la Tabla 8-4.

Tabla 8-4: Beneficios anuales Nuevo Sistema de Control De Flujo Ciruelos – Pichirropulli (II).

Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	AVI
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-
2030	0.1	0.6	0.7	0.1	0.5	1.3
2031	0.4	2.0	1.6	1.0	1.5	1.2
2032	0.7	3.7	2.6	1.4	3.0	1.1
2033	0.8	3.7	3.1	2.5	4.3	1.1
2034	1.2	2.5	4.9	2.1	2.0	1.0
2035	-	0.8	0.6	0.7	0.6	0.4
2036	-	0.4	0.4	0.7	0.9	0.8
2037	-	0.8	0.5	0.5	0.5	0.1
2038	-	0.4	0.2	0.3	0.7	0.3
2039	-	0.6	0.2	0.6	0.6	1.0
2040	-	0.6	0.9	0.4	0.7	0.6
2041	-	0.6	1.2	0.3	0.6	1.0
2042	-	0.6	2.0	0.2	0.5	2.3
2043	-	0.6	3.6	0.3	0.6	3.9
Total	-	2.3	19.8	9.9	1.3	18.9
VP Perpetuidad	-	9.3	36.4	0.9	8.8	38.2
Costo con Perpetuidad	-	11.5	56.2	10.9	7.5	57.1
						22.3

Como parte del análisis complementario, se observa la dispersión del beneficio operacional anual, el comportamiento de cada serie y el efecto del recurso hídrico disponible.

De modo ilustrativo, en la Figura 8-11 se observa la dispersión de beneficios permite concluir que, aquellos años bajo condiciones de escases hidrológica extrema, la obra aporta su mayor beneficio.

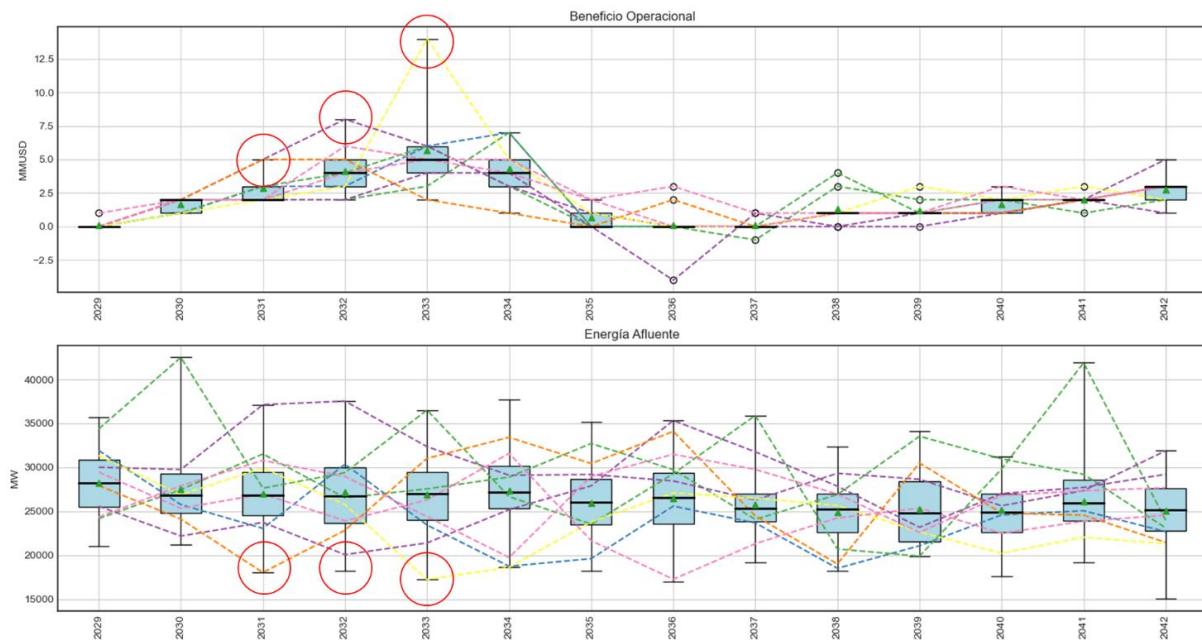


Figura 8-11: Comportamiento del beneficio operacional del Control De Flujo Ciruelos – Pichirropulli

Por todo lo anterior, esta Comisión incorpora el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli” al presente plan de expansión.

8.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicoamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8-5 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo Ciruelos – Pichirropulli”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Se destaca que el beneficio que se presenta considera la operación dinámica de los equipos de control de flujo más el aumento y en el límite del corredor Ciruelos – Pichirropulli producto de la redistribución de flujo en la condición de mayor transferencia.

Tabla 8-5: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
Costo Operacional Sin Proyecto	11.662	32.564	17.855	13.199	26.138
Costo Operacional Con Proyecto	11.649	32.479	17.818	13.183	26.055
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.671	32.502	17.840	13.206	26.077
Beneficios (Base – Proyecto)	-9	62	15	-6	61

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 más del 50% de los EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli” en el presente proceso de expansión.

8.1.3 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO Y REFUERZO PRIMER CIRCUITO LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN S/E HUALQUI, LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 KV CON SECCIONAMIENTO EN NUEVA S/E SECCIONADORA TOMEKO

El proyecto considera el tendido del segundo circuito y el refuerzo del primer circuito existente de la línea Lagunillas - Hualqui - Charrúa 220 kV, de 77 km de longitud, elevando su capacidad a lo menos a 700 MVA por circuito, y la construcción de una nueva subestación seccionadora del tramo Charrúa – Hualqui denominada S/E Tomeco.

El objetivo del proyecto es permitir la inyección de energía renovable producto del interés de desarrolladoras y el potencial eólico identificado en la PELP y en los EGPT.

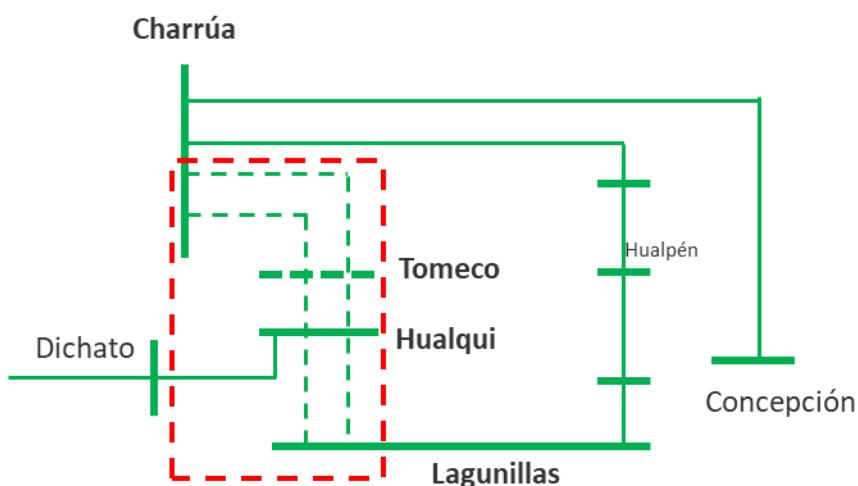


Figura 8-12: Tendido del segundo circuito, refuerzo del primer circuito existente de la línea Lagunillas - Hualqui - Charrúa 220 kV y nueva subestación seccionadora S/E Tomeco

Respecto a la generación considerada en la evaluación del proyecto, en la Figura 8-13 se muestra en polígonos de color verde, el potencial desarrollado en los EGPT en la zona entre S/E Lagunillas y S/E Charrúa, y la ubicación estimada de S/E Tomeco.

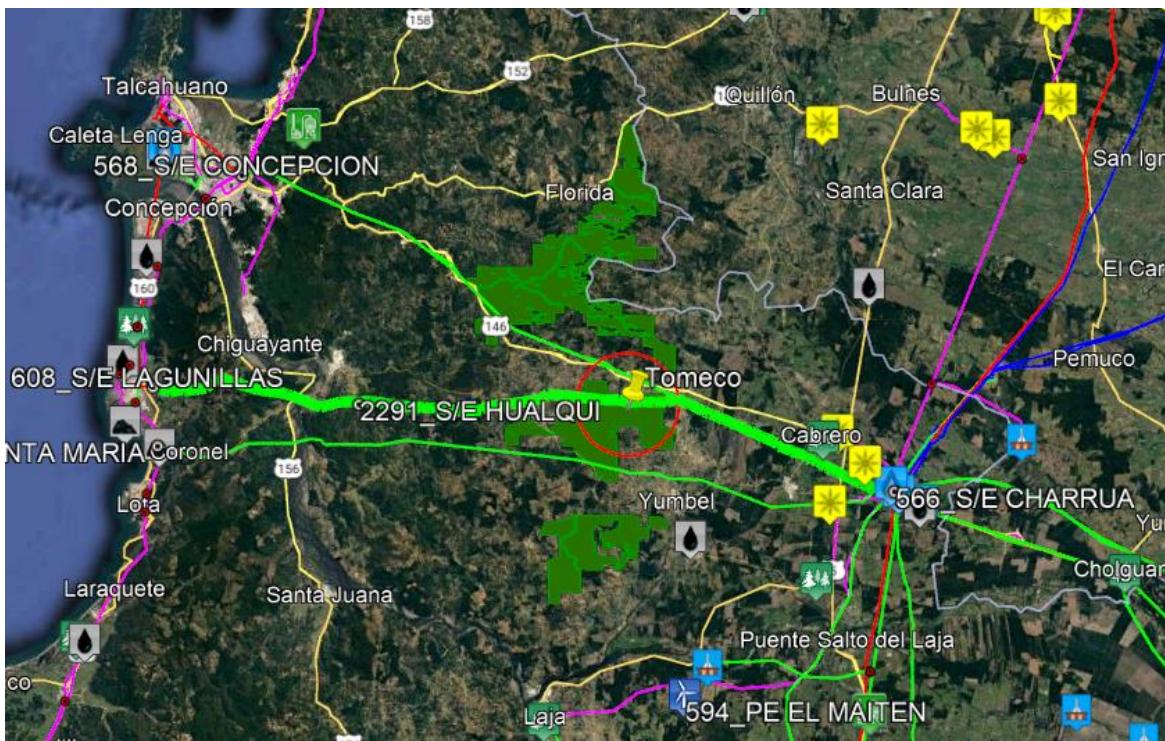


Figura 8-13: Potencial eólico EGPT zona Lagunillas – Hualqui - Charrúa

En la Figura 8-14 se observan las congestiones²⁶ estimadas en el circuito existente de la línea Charrúa – Hualqui – Lagunillas, producto de la instalación de generación señalada anteriormente y a las restricciones del sistema.

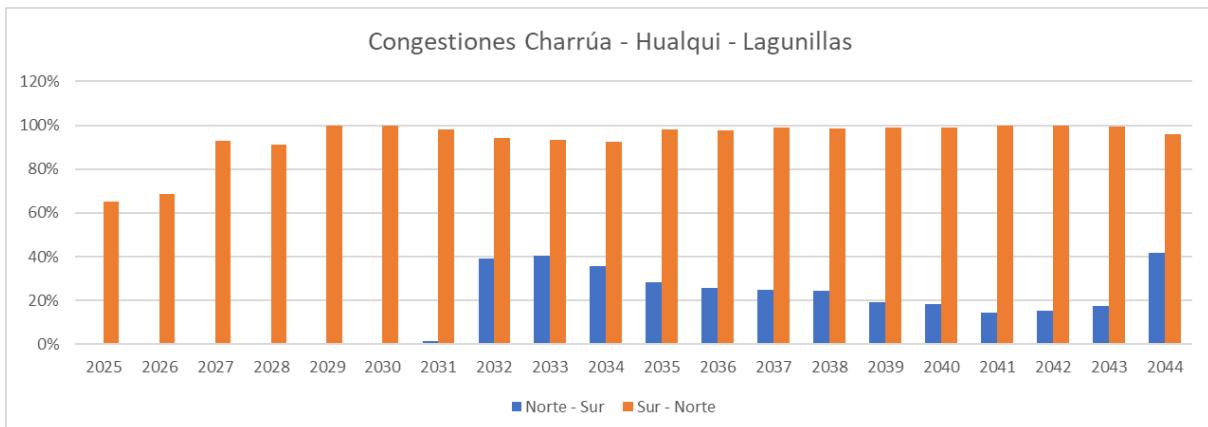


Figura 8-14: Indicador de congestiones zona Lagunillas – Hualqui - Charrúa

A partir de estos antecedentes y considerando las alternativas analizadas en procesos anteriores, se evalúa la alternativa de tendido del segundo circuito de la línea de 220 kV

²⁶ Indicador de congestiones basado en promedio de series simuladas sobre total de bloques anuales.

Lagunillas – Hualqui – Charrúa con características similares al circuito existente, elevando el límite del corredor a 367 MVA, lo que genera los beneficios expuestos en la Tabla 8-6.

Tabla 8-6: Beneficios anuales tendido del segundo circuito de la línea de 220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa

Beneficios	Tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui (2030)						
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	AVI
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-
2030	15.0	9.0	26.4	11.1	25.9	-	1.3
2031	18.8	8.6	23.8	21.2	10.8	-	1.3
2032	7.2	12.4	16.2	23.3	12.8	-	1.2
2033	5.9	8.8	15.7	28.7	13.3	-	1.2
2034	7.1	14.1	19.7	35.7	15.2	-	1.1
2035	3.5	9.0	9.8	18.9	14.0	-	1.0
2036	5.3	13.3	9.8	10.8	15.2	-	1.0
2037	5.2	11.6	13.6	17.9	16.9	-	0.9
2038	7.2	16.6	26.3	13.6	22.8	-	0.9
2039	6.4	16.4	15.4	11.4	24.2	-	0.8
2040	7.2	21.2	12.6	8.1	25.6	-	0.8
2041	6.7	23.2	16.7	7.6	26.4	-	0.7
2042	5.9	34.6	20.6	10.5	33.7	-	0.7
2043	5.9	37.5	28.3	13.0	41.8	-	0.6
Total	107	236.2	255	232	298	-	13
VP Perpetuidad	98	504.1	348	165	539	-	11
Costo con Perpetuidad	205	740.3	602	397	838	-	24

De igual forma se evalúa el refuerzo del corredor, considerando la instalación de un segundo circuito y el refuerzo del circuito existente, elevando la capacidad del corredor a 700 MVA, en donde se identifican los beneficios que se muestran en la Tabla 8-7.

Tabla 8-7: Beneficios anuales tendido del segundo circuito y refuerzo de la línea de 220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa

Beneficios	Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui (2030)						
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	AVI
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-
2030	16.6	13.4	32.1	10.2	32.0	-	2.6
2031	21.7	13.8	29.8	23.3	17.8	-	2.7
2032	11.0	23.4	27.7	28.5	24.5	-	2.5
2033	9.5	13.4	26.6	33.8	25.0	-	2.4
2034	9.9	19.4	31.8	43.0	26.6	-	2.2
2035	6.4	11.3	15.3	25.3	21.2	-	2.1
2036	7.4	19.1	15.7	16.9	24.0	-	2.0
2037	8.6	15.2	19.2	26.1	22.2	-	1.9
2038	10.8	20.5	41.8	24.4	34.8	-	1.8
2039	9.9	21.3	26.1	22.7	30.1	-	1.7
2040	11.6	26.6	17.6	17.8	33.9	-	1.6
2041	12.5	29.4	23.1	14.0	34.6	-	1.5
2042	10.0	51.6	28.5	16.8	48.5	-	1.4
2043	11.0	51.7	49.5	27.4	57.6	-	1.3
Total	157	330.0	385	330	433	-	28
VP Perpetuidad	175	703.3	539	310	746	-	22
Costo con Perpetuidad	332	1,033.3	923	640	1,179	-	50

Como parte del análisis complementario, se observa la dispersión del beneficio operacional anual, el comportamiento de cada serie y el efecto del recurso hídrico disponible.

De modo ilustrativo, en la Figura 8-15 se observa la dispersión de beneficios, que permite concluir que, aquellos años bajo condiciones de escases hidrológica extrema, la obra aporta su mayor beneficio.

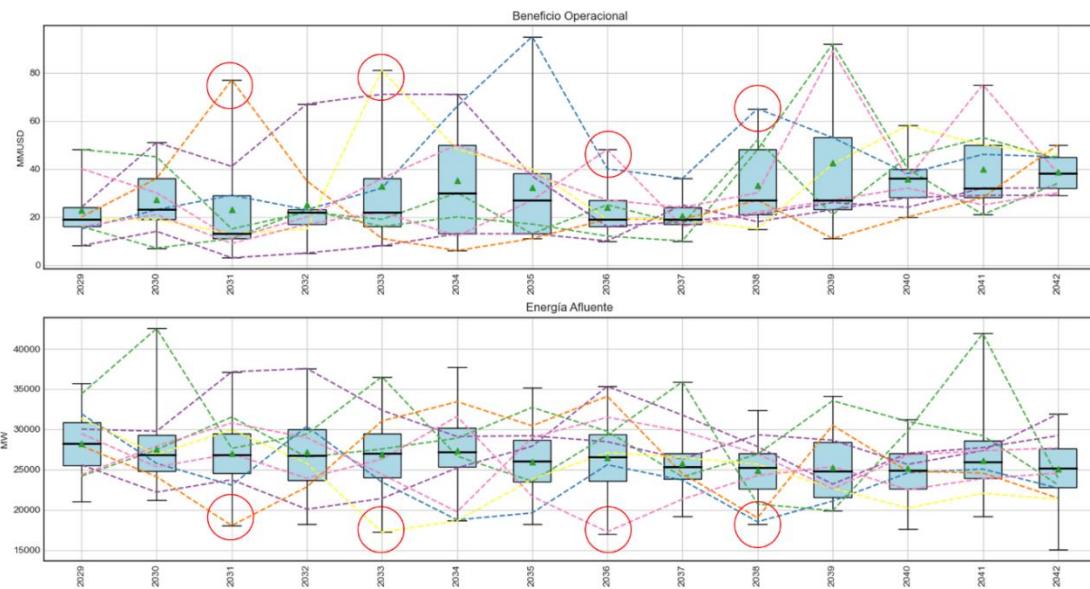


Figura 8-15: Comportamiento del beneficio operacional del tendido del segundo circuito y refuerzo de la línea de 220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa

De manera adicional, el análisis por tramo de la obra permite concluir que esta resulta conveniente en toda su extensión.

Tabla 8-8: Beneficios anuales tendido del segundo circuito de línea Charrúa – Hualqui

Beneficios	Segundo circuito Charrúa - Hualqui					AVI
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-
2030	1.3	4.3	1.7	0.7	0.6	0.9
2031	1.7	4.1	2.1	0.7	2.9	0.9
2032	3.5	5.4	6.5	1.7	5.8	0.9
2033	3.0	1.2	4.8	2.7	4.8	0.8
2034	3.7	0.9	7.8	2.2	2.9	0.8
2035	1.9	1.3	1.7	4.7	2.0	0.7
2036	2.9	0.3	2.5	4.8	2.2	0.7
2037	2.2	2.3	1.8	4.3	0.1	0.6
2038	1.6	0.6	6.4	7.3	2.3	0.6
2039	1.6	1.4	3.9	6.1	2.9	0.6
2040	1.6	0.7	1.3	4.3	1.0	0.5
2041	1.5	1.0	3.4	3.1	0.9	0.5
2042	1.5	4.2	3.6	3.9	4.0	0.5
2043	1.7	5.7	6.0	5.8	8.8	0.5
Total	30	20.4	54	53	41	10
VP Perpetuidad	25	59.1	69	68	74	8
Costo con Perpetuidad	55	79.5	123	121	115	17

Tabla 8-9: Beneficios anuales tendido del segundo circuito y refuerzo de línea Charrúa – Hualqui

Beneficios	Segundo circuito y refuerzo Charrúa - Hualqui					AVI	
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-
2030	1.5	9.1	0.7	0.2	-	1.8	- 1.7
2031	1.0	8.8	0.7	-	0.3	6.6	- 1.8
2032	7.3	14.8	16.2	1.9	16.4	-	1.7
2033	7.2	2.5	13.2	2.3	12.5	-	1.6
2034	7.9	1.5	18.6	2.2	7.8	-	1.5
2035	4.3	-	3.1	4.8	7.5	5.4	- 1.4
2036	5.3	0.9	5.9	10.7	5.8	-	1.3
2037	4.6	-	3.3	6.2	11.8	2.0	- 1.3
2038	6.0	-	1.5	19.0	16.3	4.5	- 1.2
2039	4.7	-	2.3	10.1	15.3	6.5	- 1.1
2040	4.7	-	0.6	2.9	11.5	3.3	- 1.1
2041	5.4	1.1	7.2	7.9	2.7	-	1.0
2042	3.2	10.9	8.5	10.1	9.1	-	0.9
2043	5.3	10.8	17.0	14.9	18.1	-	0.9
Total	68	49.5	131	112	99	-	18
VP Perpetuidad	73	122.1	175	175	161	-	15
Costo con Perpetuidad	141	171.6	306	287	260	-	33

Tabla 8-10: Beneficios anuales tendido del segundo circuito y refuerzo de línea Charrúa – Hualqui y Tendido del segundo circuito Hualqui – Lagunillas

Beneficios	Segundo circuito y refuerzo Charrúa - Hualqui y Segundo circuito Hualqui - Lagunillas					AVI	
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-
2030	16.7	13.9	31.0	10.8	30.8	-	2.0
2031	22.0	14.3	30.2	23.8	18.3	-	2.1
2032	11.4	23.9	27.6	28.0	24.9	-	2.0
2033	9.9	13.5	26.3	33.4	25.2	-	1.9
2034	10.4	19.6	32.0	42.4	26.4	-	1.8
2035	6.8	11.5	15.5	25.4	20.8	-	1.7
2036	7.8	19.0	15.9	17.3	23.8	-	1.6
2037	8.7	15.1	19.3	26.4	21.7	-	1.5
2038	11.1	19.2	41.1	24.3	34.5	-	1.4
2039	10.0	19.5	25.5	22.7	28.7	-	1.3
2040	11.7	26.0	17.2	17.5	33.1	-	1.2
2041	12.3	28.6	22.7	14.1	33.6	-	1.2
2042	9.8	47.5	27.7	16.8	44.7	-	1.1
2043	10.8	47.6	47.9	27.2	54.8	-	1.0
Total	160	319.3	380	330	421	-	22
VP Perpetuidad	173	654.7	523	308	704	-	17
Costo con Perpetuidad	332	974.0	903	638	1,126	-	39

Tabla 8-11: Beneficios anuales Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui (2030)

Beneficios	Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui (2030)						
	Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E	AVI
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-
2030	16.6	13.4	32.1	10.2	32.0	-	2.6
2031	21.7	13.8	29.8	23.3	17.8	-	2.7
2032	11.0	23.4	27.7	28.5	24.5	-	2.5
2033	9.5	13.4	26.6	33.8	25.0	-	2.4
2034	9.9	19.4	31.8	43.0	26.6	-	2.2
2035	6.4	11.3	15.3	25.3	21.2	-	2.1
2036	7.4	19.1	15.7	16.9	24.0	-	2.0
2037	8.6	15.2	19.2	26.1	22.2	-	1.9
2038	10.8	20.5	41.8	24.4	34.8	-	1.8
2039	9.9	21.3	26.1	22.7	30.1	-	1.7
2040	11.6	26.6	17.6	17.8	33.9	-	1.6
2041	12.5	29.4	23.1	14.0	34.6	-	1.5
2042	10.0	51.6	28.5	16.8	48.5	-	1.4
2043	11.0	51.7	49.5	27.4	57.6	-	1.3
Total	157	330.0	385	330	433	-	28
VP Perpetuidad	175	703.3	539	310	746	-	22
Costo con Perpetuidad	332	1,033.3	923	640	1,179	-	50

A partir de lo expuesto, se promueve el desarrollo de las siguientes obras:

1. Tendido del segundo circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa.
2. Refuerzo del primer circuito de la línea 2x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa.
3. Nueva seccionadora del tramo Charrúa – Hualqui denominada S/E Tomeco.

Se destaca que la seccionadora S/E Tomeco, es incorporada bajo los criterios de proyectos de expansión por acceso abierto indicados en el capítulo 8.5.

8.1.3.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica

El presente proyecto fue evaluado económicoamente de acuerdo con la metodología indicada en los numerales 7.4.6 y 7.4.9, con el propósito de determinar los beneficios que otorga durante el horizonte de análisis, en términos de reducción de costos de operación y falla.

La Tabla 8-12 muestra el valor actualizado de los costos de inversión y de los costos esperados de operación y falla del sistema para el proyecto “Tendido Segundo Circuito y Refuerzo Primer Circuito Lagunillas – Charrúa 220 kV”, para cada escenario de simulación de acuerdo con lo indicado en los numerales 7.4.6 y 7.4.9.

Tabla 8-12: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
Costo Operacional Sin Proyecto	11.662	32.564	17.844	13.199	26.138
Costo Operacional Con Proyecto	11.272	31.428	16.896	12.536	24.851
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	11.322	31.478	16.946	12.586	24.901
Beneficios (Base – Proyecto)	340	1.086	897	614	1.238

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 los cinco EGPT, en distintas condiciones.

Dado lo anterior, esta Comisión propone la incorporación del proyecto “Aumento de Capacidad y Tendido de Segundo Circuito de Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con Seccionamiento en S/E Hualqui” y “Aumento de Capacidad de Línea Charrúa – Lagunillas, Tramo Hualqui – Punto de Seccionamiento de Línea” en el presente proceso de expansión.

8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

8.2.1 SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA LÍNEA NUEVA POZO ALMONTE – RONCACHO 220 KV

El proyecto denominado “Sistema de compensación reactiva para la línea Nueva Pozo Almonte – Roncacho 220 kV” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho
- Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte

Estas obras están orientadas a permitir la energización y conexión al sistema de la línea Nueva Pozo Almonte – Roncacho – Parinacota 220 kV, lo que actualmente no es posible debido al efecto Ferranti generado por esa línea, tal como se ha manifestado en el informe GO Nº21/2022. Esto afecta directamente al criterio de seguridad del sistema Nacional de la región, toda vez que la línea Cóndores – Parinacota 1x220 kV no cuenta con criterio N-1.

Se verificó que la situación de sobretensión para la energización de la línea en cuestión sigue existiendo, incluso considerando los futuros proyectos “Reemplazo equipo de compensación reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)” y “Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal”, ambos incluidos en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2020. En efecto, al intentar energizar la línea Nueva Pozo Almonte – Roncacho – Parinacota 220 kV desde Nueva Pozo Almonte, se obtiene el siguiente perfil de tensiones.

Tabla 8-13: Perfil de tensiones sin reactores de línea, caso energización desde Nueva Pozo Almonte

Punto de medida	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Nueva Pozo Almonte	1.03	-21.32
Roncacho	1.06	-21.51
Paño de línea Parinacota	1.06	-21.52
Parinacota	0.99	-28.48

Con el objetivo de disminuir las tensiones, y así facilitar la puesta en servicio de la línea de transmisión en estudio, se proponen bancos de reactores de línea de una capacidad referencial de 20 MVAr, el cual resulta en el siguiente perfil de tensiones.

Tabla 8-14: Perfil de tensiones con reactores de línea, caso energización desde Nueva Pozo Almonte

Punto de medida	Tensión [p.u.]	Ángulo [°]
Nueva Pozo Almonte	1.02	-21.22
Roncacho	1.02	-21.2
Paño de línea Parinacota	1.02	-21.22
Parinacota	0.98	-28.49

Los reactores de línea además permiten operar el sistema eléctrico desarrollado entre las SS/EE Lagunas y Parinacota cumpliendo las exigencias de la NTSyCS, en particular para estado normal de operación y estado de alerta. Lo anterior se verificó tomando en cuenta el escenario de demanda mínima coincidente en las SS/EE Quiani, Chinchorro y Pukará proyectada al año 2030, plena generación de los parques fotovoltaicos Arica Solar y Willka, en operación normal y ante la contingencia de la salida de servicio del banco de autotransformadores 220/110 kV en la S/E Cóndores.

Tabla 8-15: Tensión en barras de 220 kV, considerando reactores de línea en la línea Nueva Pozo Almonte – Roncacho 220 kV

Subestación	Tensión nominal [kV]	Tensión [p.u.]	
		Operación normal	Contingencia
Cóndores	220	1.02	1.04
Nueva Pozo Almonte	220	1.03	1.03
Parinacota	220	1.04	1.05
Roncacho	220	1.03	1.04

8.3 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, subestaciones y equipos de transformación que se requieren para el abastecimiento de los crecimientos de demanda en el período de análisis, siendo analizados de acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 del presente informe.

SISTEMA A

8.3.1 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE IQUIQUE

El proyecto “Apoyo al sistema de Iquique” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Condores
- Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle
- Ampliación en S/E Condores (BP + BT)

Este conjunto de obras propuestas busca mitigar problemas de suficiencia detectados en el período de análisis del presente plan de expansión, los cuales afectan a las siguientes instalaciones del sistema de transmisión:

1. S/E Alto Hospicio
2. S/E Cerro Dragón

En primera instancia, la subestación Alto Hospicio abastece las demandas de la comuna de Alto Hospicio, la cual posee un transformador 110/13,8 kV con capacidad de 30 MVA de potencia nominal. La proyección de demanda al año 2028 muestra que se espera una cargabilidad superior al 85% de la capacidad nominal del transformador, tal y como se muestra en la Figura 8-16.

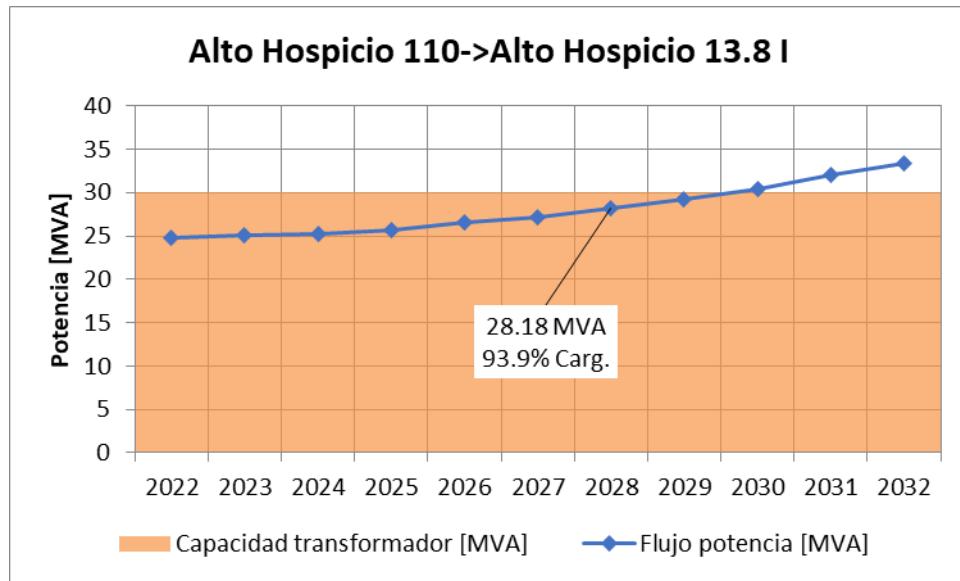


Figura 8-16: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Alto Hospicio.

Cabe mencionar que, en el Plan de Expansión del año 2022, se estudió una obra de ampliación para esta subestación, no obstante, en las observaciones planteadas al Informe Técnico Preliminar de ese mismo año, se pudo determinar que la obra no era la solución óptima al problema de suficiencia que se presentaba. Algunas de las razones planteadas en las observaciones fueron que no se cuenta con terreno disponible para ampliar la S/E Alto Hospicio y el crecimiento de la comuna de Alto Hospicio sería hacia el sector sur de esta misma subestación. Por lo tanto, en el proceso de expansión del 2022 se decidió no incorporar la ampliación de capacidad en la S/E Alto Hospicio. A continuación, se muestra una imagen georreferenciada de la S/E Alto Hospicio, sus alimentadores y el crecimiento esperado de la ciudad:



Figura 8-17: Imagen georreferenciada de la S/E Alto Hospicio, sus alimentadores y el crecimiento esperado de la ciudad

Con la información y los estudios realizados en el proceso de expansión 2022 y las propuestas de proyectos de expansión presentadas a esta Comisión por las empresas para el proceso 2023, se determinó que, para dar solución a los problemas de suficiencia y seguridad en el abastecimiento de demanda en la S/E Alto Hospicio y considerando el crecimiento esperado de la ciudad y el desarrollo de los sistemas de distribución, se visualiza la necesidad de que la ciudad cuente con un nuevo punto de suministro por medio de una nueva SPD.

Por otro lado, con respecto a la subestación Cerro Dragón, esta instalación abastece las demandas del sector centro-sur de la ciudad de Iquique, la cual posee un transformador 110/13,8 kV con capacidad de 30 MVA de potencia nominal. Al proyectar la demanda al año 2028, arroja un valor superior al 85%, lo cual se muestra en la Figura 8-18.

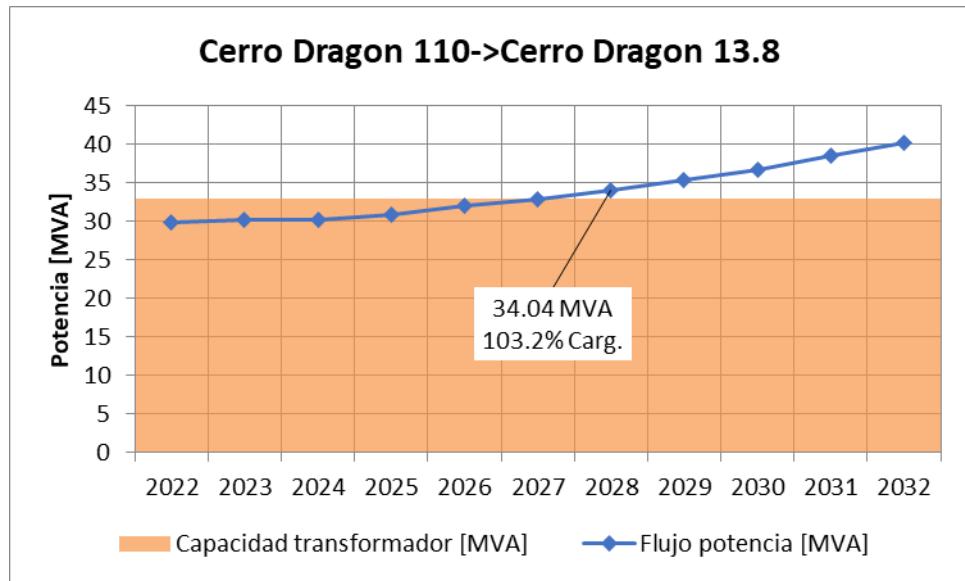


Figura 8-18: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Cerro Dragón.

Sin embargo, la subestación Cerro Dragón no cuenta con espacio suficiente para ser ampliada, situación la cual se puede observar en la Figura 8-19.



Figura 8-19: Ubicación de la subestación Cerro Dragón.

La subestación Cerro Dragón es el punto de suministro del sector centro y sur de la ciudad de Iquique, tal como se muestra en la Figura 8-20, con los alimentadores existentes destinados a abastecer el suministro señalados en color rojo.



Figura 8-20: Alimentadores asociados a la S/E Cerro Dragón.

En consecuencia, para dar solución a los problemas de suficiencia detectados en las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón, se propone el proyecto “Apoyo ciudad de Iquique”, agregando dos puntos de suministro de demanda, por medio de las subestaciones Alto Molle y Huayquique, las cuales permitirán la descarga de las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón, respectivamente. La subestación Alto Molle debe considerar un equipo de transformación 110/13,8 kV con una capacidad de 30 MVA de potencial nominal, al igual que la subestación Huayquique. Para conectar estas nuevas subestaciones al sistema de transmisión, se propone ampliar la barra de 110 kV de la subestación Cóndores, y las nuevas líneas de transmisión 2x110 kV Cóndores – Alto Molle y 2x110 kV Alto Molle – Huayquique. En la Figura 8-21 se muestra el diagrama unilineal proyectado del sistema resultante.

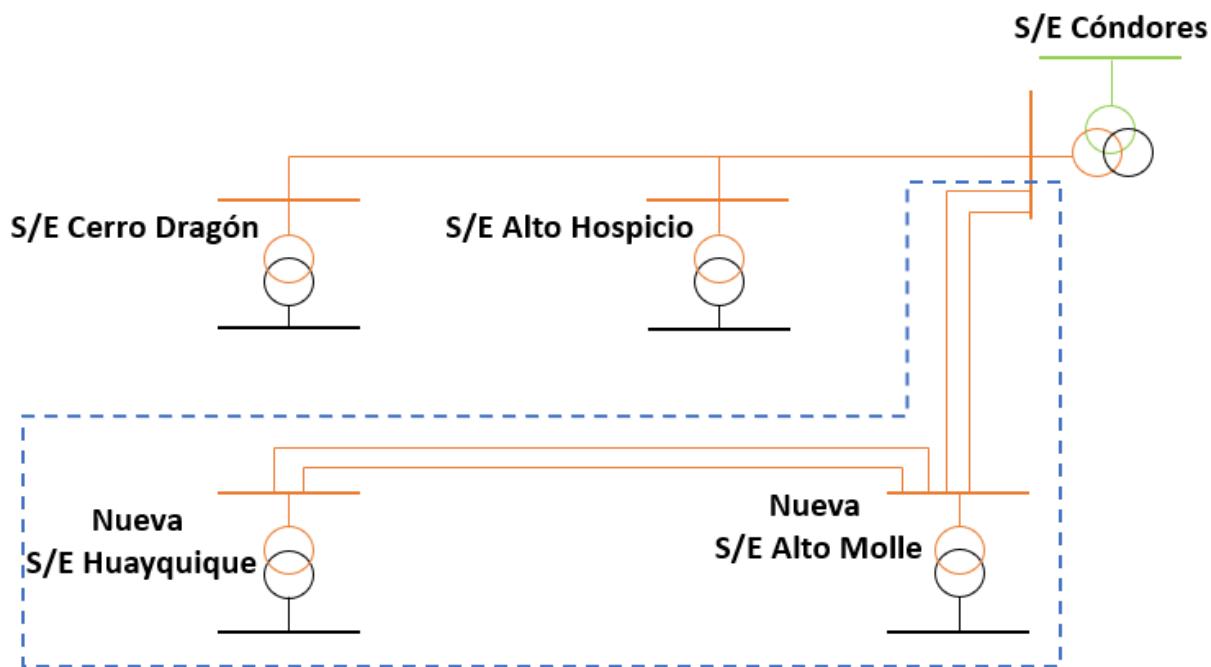


Figura 8-21: Diagrama unilineal del sistema existente con el proyecto “Apoyo al sistema de Iquique”.

8.3.2 APOYO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ANTOFAGASTA

El origen de este conjunto de obras radica en los retrasos que ha experimentado la ejecución de la obra incorporada en el Plan de Expansión del año 2017 denominada “Construcción Bypass para la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento”, la cual tenía como objetivo desviar las tres líneas del área urbana de la ciudad de Antofagasta, debido al crecimiento del sector residencial hacia el norte y la falda de la cordillera de la costa de la misma ciudad.

La obra señalada no ha logrado iniciar su ejecución principalmente por motivos asociados a la expansión del sector residencial de la ciudad de Antofagasta hacia los terrenos proyectados para la construcción del Bypass, situación que haría inviable la realización de este proyecto, ya que no existirían otras alternativas de terrenos para materializar el traslado de las líneas.

En la Figura 8-22, en color fucsia se proyecta la línea del Bypass y se muestra cómo se extendió la zona urbana de la ciudad de Antofagasta a lo largo de los años 2018 a 2023.



Figura 8-22: Vista aérea sector norte de la ciudad de Antofagasta, entre los años 2018 al 2023.

A partir de lo anterior, y a efectos de contar con una solución alternativa en el caso de que finalmente no se logre concretar la obra señalada, además de atender problemas de suficiencia detectados para la zona, es que se plantea el conjunto de obras denominado “Apoyo al sistema de Antofagasta” para el presente Plan de Expansión, que está compuesto por las siguientes obras:

1. Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba

Esta obra de expansión, denominada “Nueva S/E La Chimba y nueva Línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba”, tiene por objetivo, en primera instancia, permitir el abastecimiento de la demanda del sector norte de la ciudad de Antofagasta, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el periodo de análisis. Para lograr este objetivo, se propone el desarrollo de una nueva subestación denominada Nueva S/E La Chimba, la cual debe poseer un equipo de transformación 110/23 kV de, al menos, 30 MVA.

El fundamento para considerar esta nueva subestación en el presente Plan de Expansión se debe a que la demanda proyectada de la subestación La Portada al año 2028, alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador T1, tal como se muestra en la Figura 8-23.

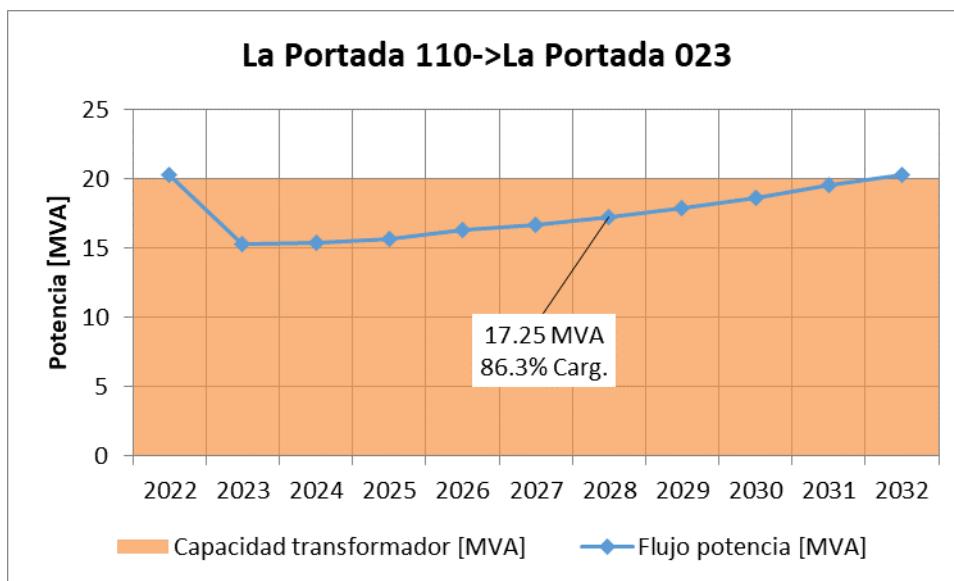


Figura 8-23: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación T1 de S/E La Portada.

Por lo tanto, es necesario ampliar la capacidad de transformación en dicha subestación. Como la S/E La Portada cuenta con un limitado espacio existente para ser ampliada, esta Comisión propone la construcción de la S/E La Chimba, lo cual permitiría descargar los dos transformadores existentes en S/E La Portada.

Luego, para poder abastecer a la Nueva S/E La Chimba, se propone la nueva línea 2x110 kV Mejillones – Nueva La Chimba de 53 kilómetros de extensión, aproximadamente, la cual además otorga seguridad N-1 al sector.

2. Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)

Se requiere ampliar la barra de 110 kV de la subestación Mejillones, en dos posiciones, para permitir la conexión de la nueva línea 2x110 kV Mejillones – Nueva La Chimba.

3. Ampliación en S/E La Portada (BS)

Debido a los cambios de conexión del sector de Antofagasta, se debe ampliar la S/E La Portada en una posición para permitir la conexión de la línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant.

4. Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada

Para conectar a la S/E La Portada, se debe extender la línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en aproximadamente 80 metros.

5. Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP + BT)

Con motivo del abastecimiento de subestación Guardiamarina a través de subestación Seccionaldora Caracoles, se debe ampliar la barra de 110 kV para conectar la nueva línea 2x110 kV Guardiamarina – Seccionaldora Caracoles.

6. Nueva S/E Seccionaldora Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles

La Nueva S/E Seccionaldora Caracoles reemplazará al actual Tap Off Uribe, la cual contará con un equipo de transformación 220/110 kV de 50 MVA de potencia nominal, seccionará las líneas 1x110 kV Esmeralda – Uribe y 1x110 kV Capricornio – Antofagasta, tendrá una conexión a la línea 1x220 kV Caracoles – Esmeralda y será abastecida desde la subestación Liqcau en 220 kV mediante una nueva línea 2x220 kV Caracoles – Liqcau de aproximadamente 18 km.

En tanto, la subestación Guardiamarina se conectará a la nueva subestación Seccionaldora Caracoles, por lo tanto, se requiere de una nueva línea 2x110 kV Guardiamarina – Caracoles, de aproximadamente 8 km, para abastecer el sector norte y centro de la ciudad de Antofagasta.

7. Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles

Con motivo de la conexión de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda a Nueva S/E Seccionaldora Caracoles, se debe extender esta línea en alrededor de 4 km, desde un punto de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda ubicado a aproximadamente 5 km al norte de la subestación Esmeralda, siguiendo el trazado actual de dicho tramo, hasta la ubicación de la futura S/E Caracoles.

8. Nueva Línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau

Para otorgar seguridad N-1 en la subestación Esmeralda, se propone la nueva línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau, la cual tendrá una extensión aproximada de 14 kilómetros.

9. Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (BS)

Para conectar la línea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau en subestación Esmeralda, se debe ampliar la barra de 220 kV de S/E Esmeralda en una posición.

10. Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)

Con motivo de las distintas líneas que se proyectan conectar a subestación Liqcau, se requiere ampliar las barras de 110 y 220 kV.

11. Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)

Al proyectar la demanda al año 2028 en subestación Sur, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 110/23 kV de capacidad nominal 21 MVA, supera el 85%, tal como se muestra en la Figura 8-24.

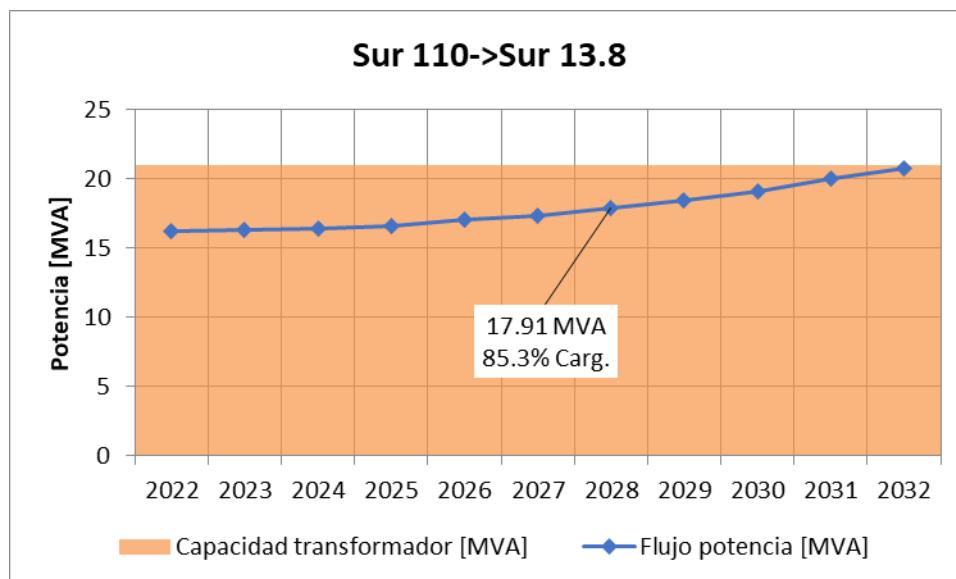


Figura 8-24: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en la unidad de transformación de S/E Sur.

Por tanto, en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar un nuevo transformador de 20 MVA, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.8.

En el siguiente unilineal, se muestra la conexión de las futuras obras en la Figura 8-25.

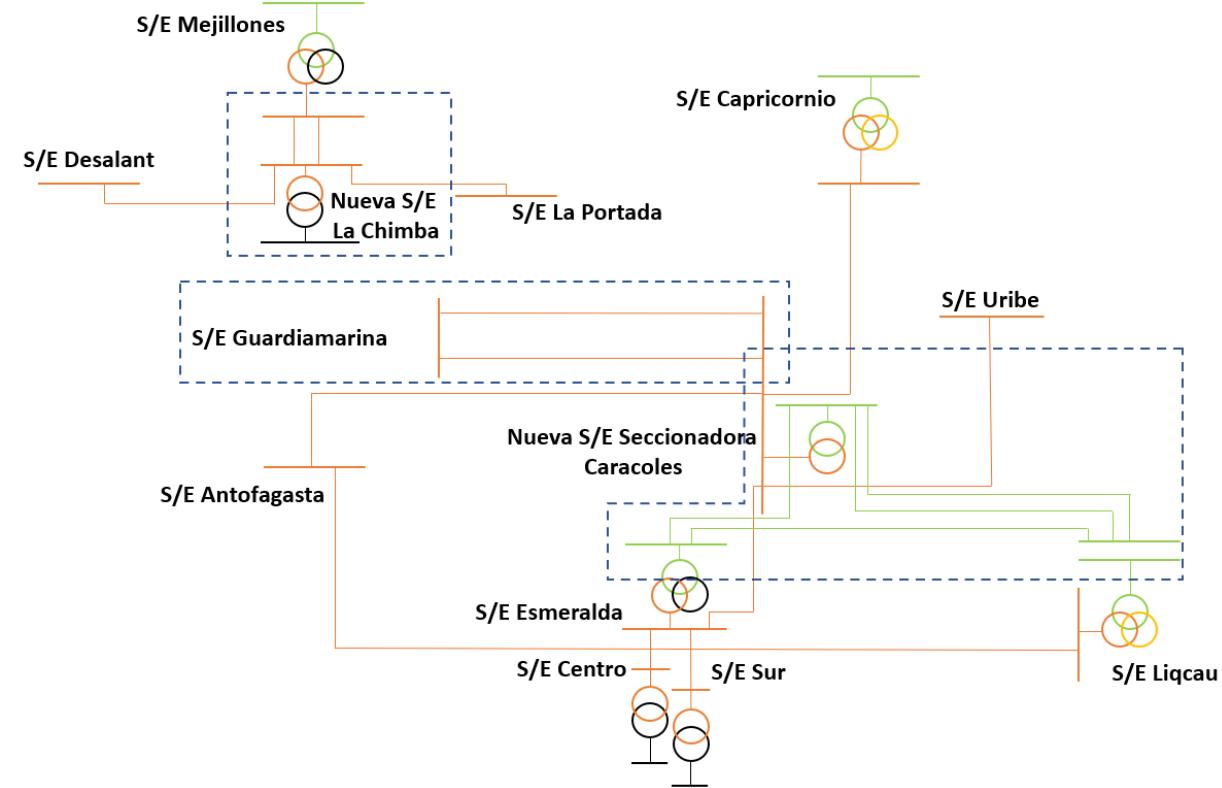


Figura 8-25: Diagrama unilineal del sistema existente con el proyecto “Apoyo al sistema de Transmisión de Antofagasta”.

SISTEMA D

8.3.3 AMPLIACIÓN EN S/E MACUL (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, tanto para el abastecimiento de demanda vegetativa como para nuevas conexiones (factibilidades) previstas de conectarse en el periodo de análisis de la obra. Esta obra permitirá descargar las unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA existentes en esta subestación y así, permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Macul, al año 2028 y considerando la conexión de nuevos consumos (factibilidades), se alcanza un valor superior al 100% en una de las unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA y, por lo tanto, es necesario ampliar la capacidad de la subestación. En la Figura 8-26 se muestra la proyección de demanda esperada en la unidad de transformación 110/12 kV de 50 MVA:

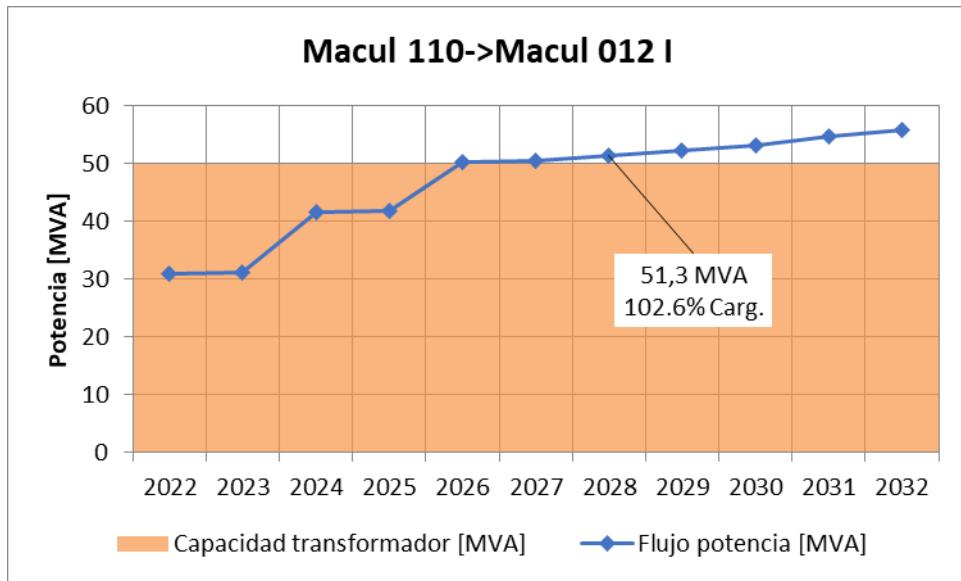


Figura 8-26: Proyección de demanda máxima, considerando crecimiento vegetativo y nuevas conexiones, y capacidad instalada en la unidad de transformación 110/12 kV 50 MVA en la S/E Macul.

Por último, el Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones ha manifestado a esta Comisión que se prevé la conexión de electroterminales de buses de transporte público, adicionales a los ya existentes, en los alrededores de la S/E Macul, por lo que las holguras proyectadas en las unidades de transformación de esta instalación se podrían ver aún más reducidas en el periodo de análisis.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, 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, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.10 del presente informe técnico.

8.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ELENA (RTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar las unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA en dicha subestación y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Santa Elena, al año 2028, alcanzará un valor superior al 85%, en las dos unidades de transformación 110/12 kV de 50 MVA. Por lo tanto, es necesario ampliar la capacidad de la subestación. En la Figura 8-27 se muestra la proyección de demanda para la barra de 12 kV en la subestación Santa Elena.

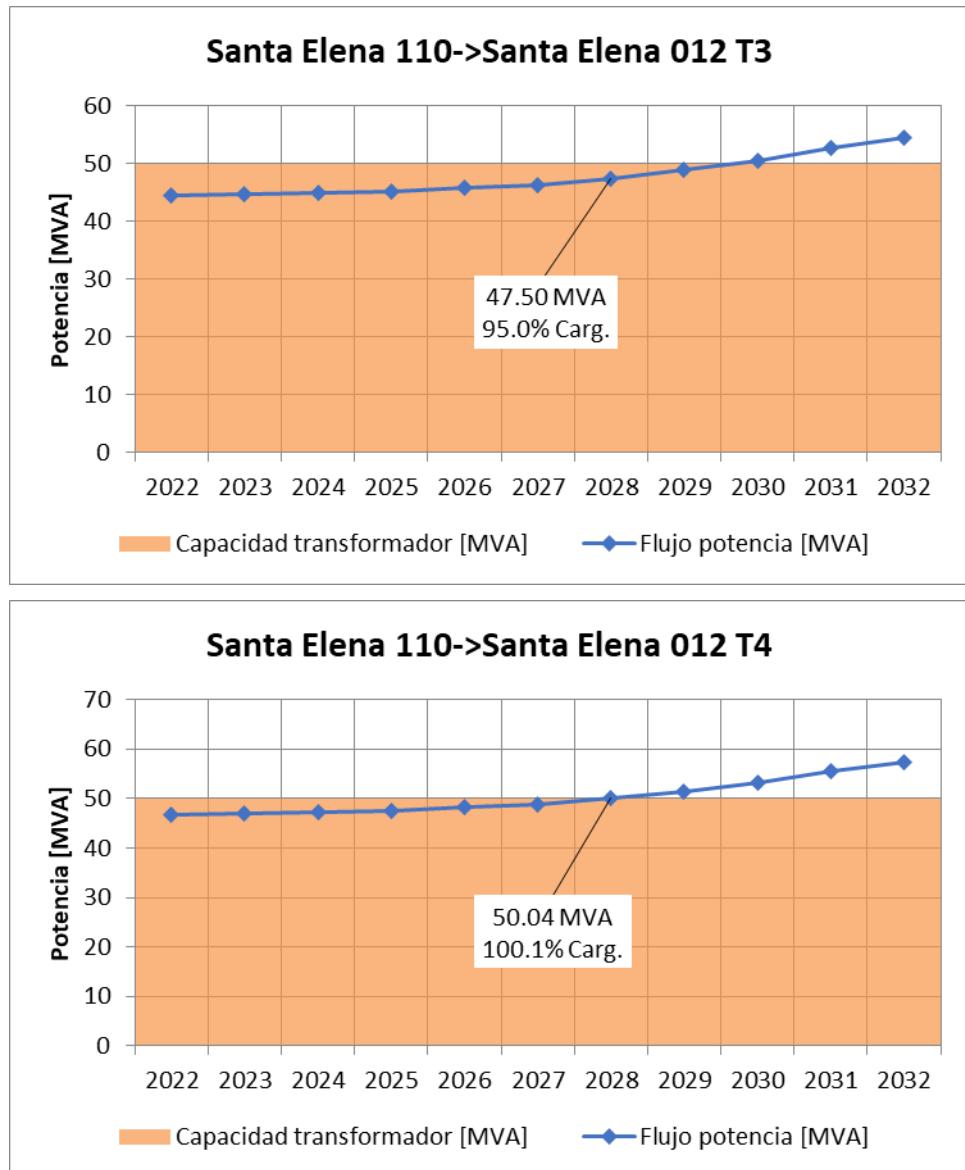


Figura 8-27: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T3 y T4 110/12 kV, ambas de 50 MVA, de la S/E Santa Elena.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone el reemplazo de la actual unidad de transformación 110/12 kV de 22,4 MVA por un nuevo transformador de 50 MVA, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.11; Error! No se encuentra el origen de la referencia..

8.3.5 AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL (NTR ATMT)

La obra de expansión del sistema zonal “Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer de suministro a las demandas conectadas en 12 kV de dicha subestación.

Al proyectar la demanda al año 2028 en subestación Mariscal, se tiene que la cargabilidad de la unidad de transformación T1 110/12 kV de capacidad nominal 50 MVA, supera el 85%, tal como se muestra en la Figura 8-28.

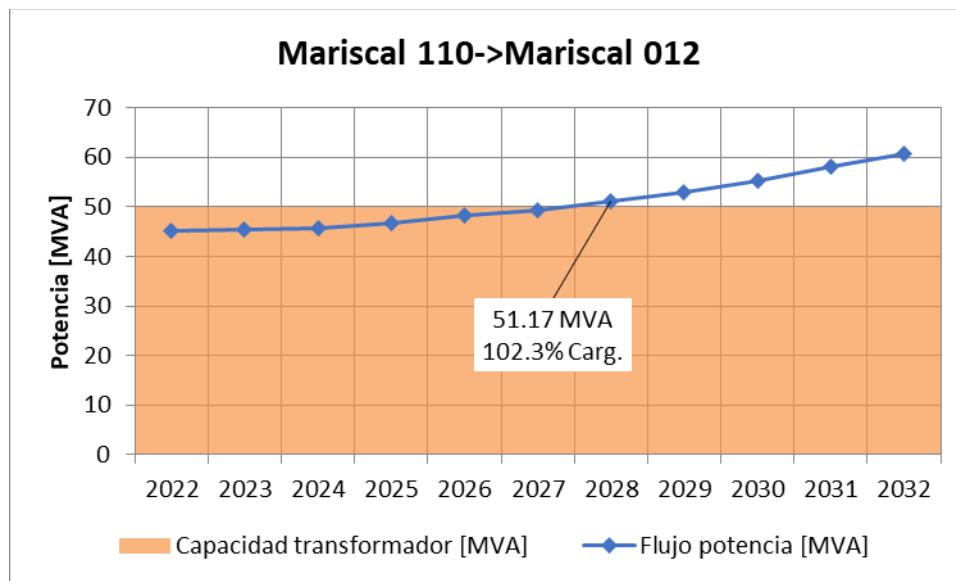


Figura 8-28: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación T1 110/12 kV 50 MVA en la S/E Mariscal.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación 110/12 kV de 50 MVA, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.12.

8.3.6 NUEVA S/E EL PERAL, SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X110 KV FLORIDA – TAP VIZCACHAS Y NORMALIZACIÓN LÍNEA 1X110 KV PUENTE ALTO – TAP VIZCACHAS

La obra de expansión denominada “Nueva S/E El Peral, seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y Normalización Línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la comuna de Puente Alto, durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo, se propone la construcción de una nueva subestación primaria de distribución que incorpore una nueva unidad de transformación 110/12 kV de 50 MVA, que seccione la actual línea de transmisión 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y que permita la conexión de la LT 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas en esta nueva subestación seccionadora. A continuación, se muestra el diagrama unilineal simplificado de la obra:

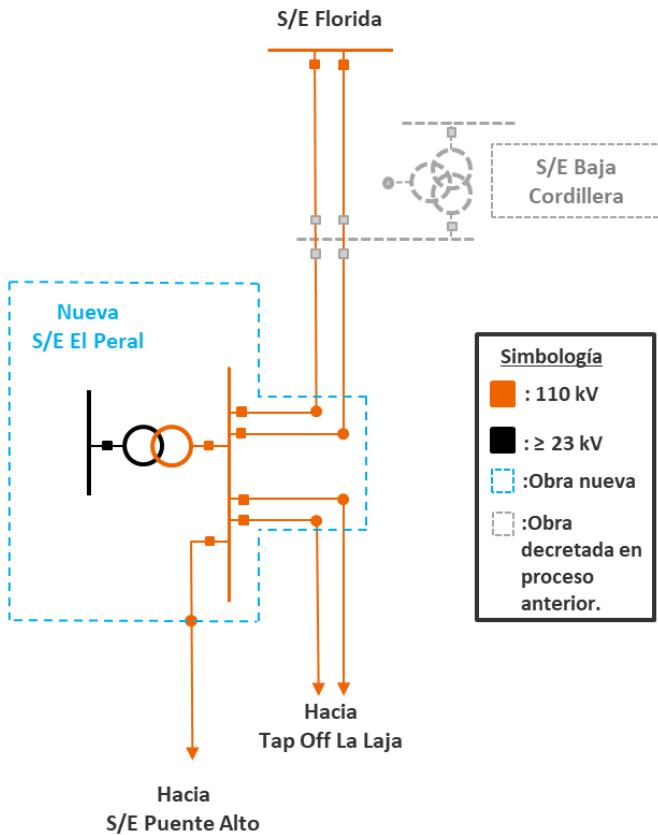


Figura 8-29: Diagrama unilineal simplificado de la obra de expansión “Nueva S/E El Peral, seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y Normalización Línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas”

Actualmente, el sector oriente de la comuna de Puente Alto es abastecido principalmente desde las SS/EE Puente Alto y Santa Rosa Sur. Esta última Subestación Primaria de Distribución (SPD) cuenta con cinco transformadores 110/12 kV: Uno de 50 MVA, tres de 25 MVA y uno de 22,5 MVA. De las barras MT de esta SPD se conectan 15 alimentadores que permiten el abastecimiento de demanda de gran parte del sector norte de esta comuna.

De acuerdo con los antecedentes recopilados en la etapa de presentación de propuestas de expansión de la transmisión, se visualizan varias conexiones nuevas (factibilidades), entre ellas electroterminales de buses del transporte público, el aumento de capacidad del Hospital Sótero del Río y desarrollo inmobiliario en la zona nororiente de la comuna de Puente Alto, el que es actualmente abastecido desde la S/E Santa Rosa Sur. En este escenario, se visualiza una reducción en las holguras de las unidades de transformación como también una importante dificultad para construir nuevos alimentadores de media tensión (MT) desde la S/E Santa Rosa Sur lo que, a juicio de esta Comisión, se vislumbra la necesidad de contar un nuevo punto de suministro para lograr una redistribución apropiada de la demanda en el sector de abastecimiento de esta SPD. A continuación, se muestran imágenes georreferenciadas de los alrededores de la S/E Santa Rosa Sur:

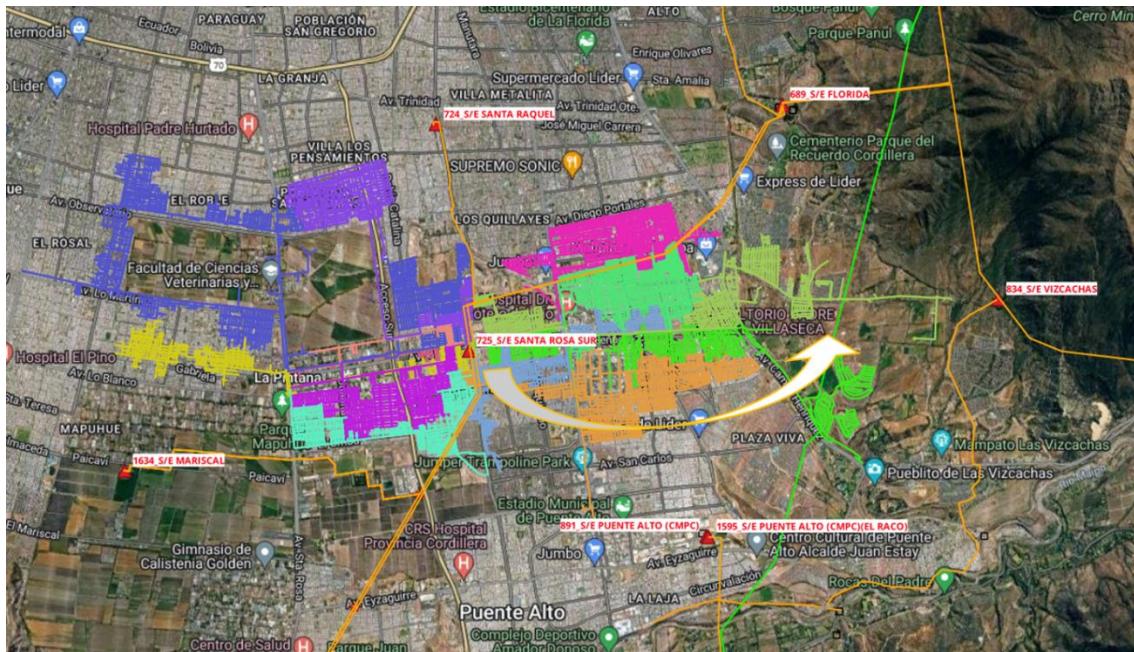


Figura 8-30: Alimentadores MT conectados a la S/E Santa Rosa Sur



Figura 8-31: Imágenes satelitales de las calles donde se encuentran las cabeceras de los alimentadores MT de la S/E Santa Rosa Sur

En la Figura 8-30 es posible observar que la S/E Santa Rosa Sur abastece gran parte de la zona norte de la comuna de Puente Alto. De acuerdo con los antecedentes presentados a esta Comisión, se proyecta un crecimiento inmobiliario relevante en el sector señalado en la figura, el que sería complejo de abastecer desde las SPD existentes en la zona, principalmente por las dificultades para construir nuevos alimentadores que salgan de la S/E Santa Rosa Sur. Respecto a lo anterior, en la Figura 8-31 se observa que la S/E se encuentra ubicada en una zona rodeada de viviendas y terrenos, evidenciando las limitaciones de espacio para construir nuevos alimentadores que se abastezcan desde esta SPD.

Por otro lado, la S/E Puente Alto, así como el resto de las instalaciones conectadas aguas abajo de ella, se encuentran conectadas en derivación desde el Tap Off Vizcachas, por lo que se presenta una oportunidad para aprovechar las sinergias en términos de la ubicación y alcance de la nueva S/E El Peral para efectos de materializar la normalización de su conexión al sistema, por medio de la reubicación de este tramo de línea a esta nueva S/E seccionadora, con lo cual se mejora el nivel de seguridad de los consumos abastecidos desde este punto.

Por todo lo anterior, esta Comisión incorpora en el presente Plan de Expansión la obra “Nueva S/E El Peral, Seccionamiento Línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y Normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas”, cuyos alcances se encuentran descritos en el numeral 4.2.6.

SISTEMA E

8.3.7 NUEVA S/E HUELQUÉN

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Huelquén” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Paine y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 110 kV que seccione la línea Alto Jahuel – Sauzal 2x110 kV.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en uno de los transformadores 66/15 kV en la S/E Fátima, al año 2028, alcanzará valores superiores al 85%, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de seguridad en el sistema, toda vez que no es posible equilibrar la carga de ambos transformadores de manera que conseguir una cargabilidad inferior al 85% en ambas unidades al año indicado (ver Figura 8-32). La imposibilidad de balancear la carga entre los transformadores se debe a que los alimentadores abastecidos por cada transformador no cuentan con interconexiones importantes (ver Figura 8-33).

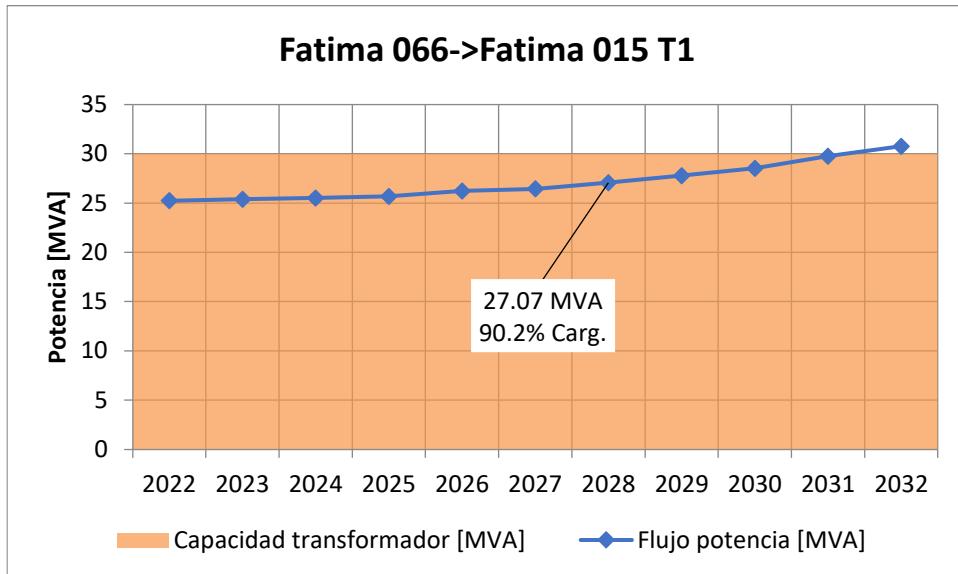


Figura 8-32: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV T1 en la S/E Fatima.

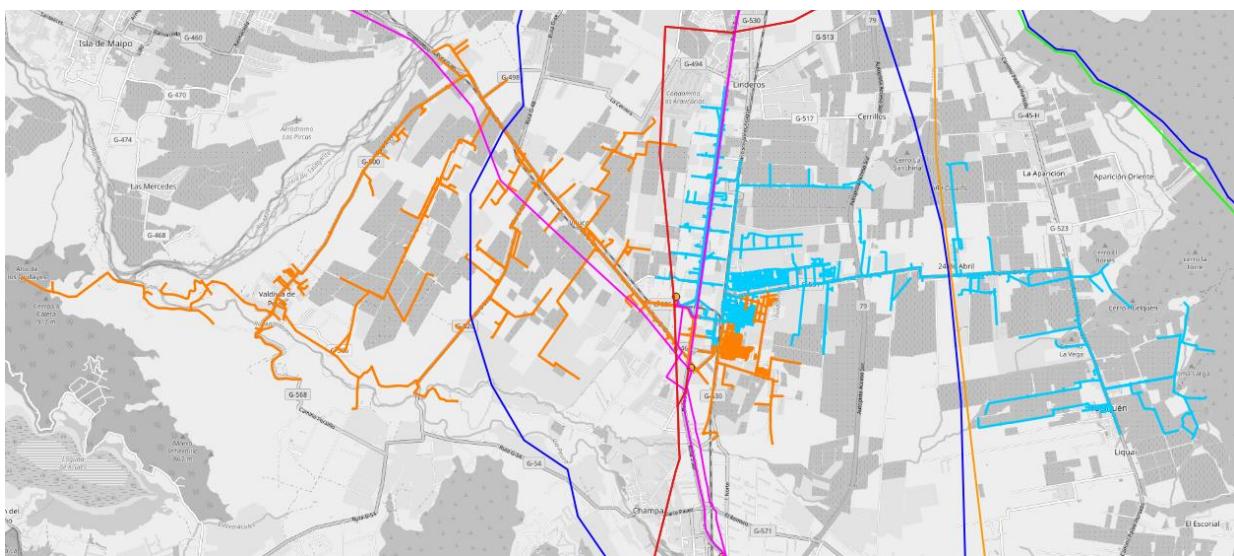


Figura 8-33: alimentadores abastecidos desde el transformador T1 de la S/E Fátima (naranjos) y desde el alimentador T2 (celeste).

Por otra parte, debido al limitado espacio existente para llegar con nuevos alimentadores al patio de media tensión en la S/E Fátima (ver Figura 8-34), esta Comisión propone la construcción de la nueva S/E Huelquén, la cual permitirá descargar el transformador T2 de la S/E Fátima, lo cual a su vez permitirá balancear la demanda entre los dos transformadores existentes en dicha subestación, asegurando el abastecimiento de la demanda de la ciudad de Paine y sus alrededores.



Figura 8-34: vista de la salida del patio de media tensión de la S/E Fátima. Se observa la limitada posibilidad de construir nuevos alimentadores, debido a la abundancia de conductores tendidos en el sector.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la nueva S/E Huelquén, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.2.7, en el presente proceso de expansión.

8.3.8 AMPLIACIÓN EN S/E LAS ARAÑAS (RTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E las Arañas (RTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Las Arañas, al año 2028, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/13,2 kV de 10 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8-35 se muestra la proyección de demanda para la barra de 13,2 kV en la subestación Las Arañas.

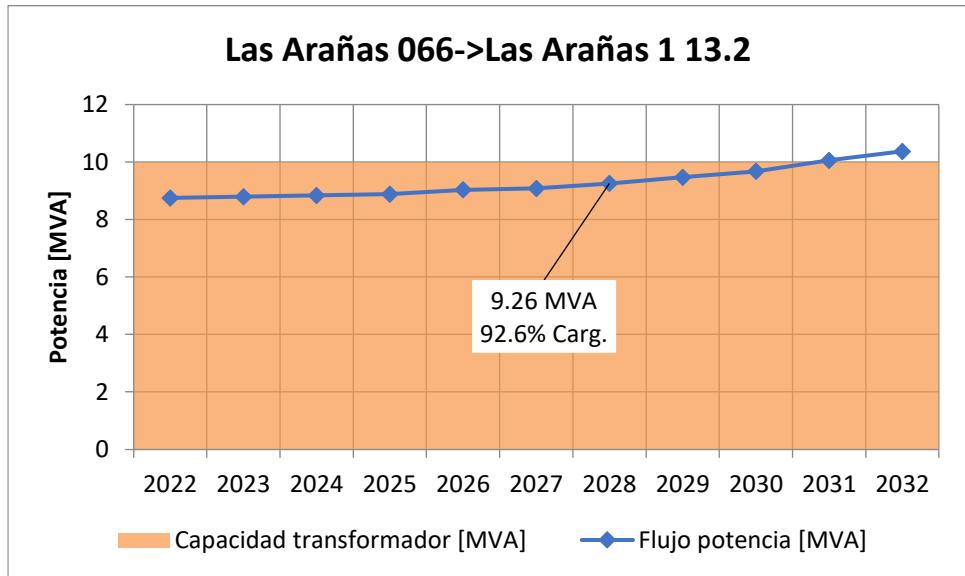


Figura 8-35: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA en la S/E Las Arañas.

De acuerdo con el análisis territorial de la S/E Las Arañas, parece ser complejo ampliar la subestación de manera de permitir la instalación de un nuevo transformador 66/13,2 kV, y por lo tanto esta Comisión propone reemplazar la unidad existente 66/13,2 kV, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.14.

8.3.9 NUEVA S/E CAÑAVERAL

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Cañaveral” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Rancagua y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 66 kV en las cercanías de la S/E Cachapoal.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en uno de los transformadores 66/15 kV en la S/E Cachapoal, al año 2028, alcanzará valores superiores al 85%, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de seguridad en el sistema, toda vez que no es posible equilibrar la carga de ambos transformadores de manera que conseguir una cargabilidad inferior al 85% en ambas unidades al año indicado (ver Figura 8-36).

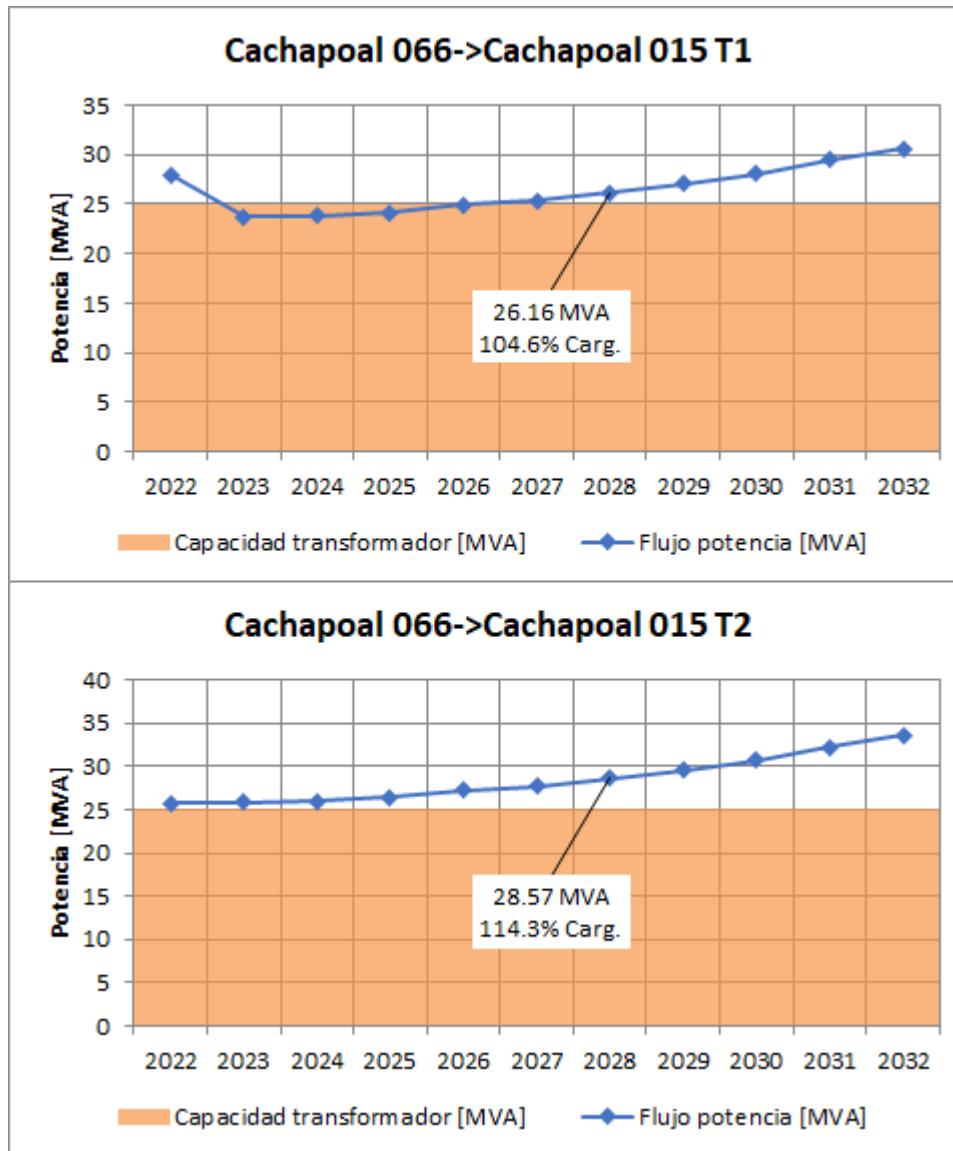


Figura 8-36: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en las unidades de transformación 66/15 kV en la S/E Cachapoal.

Por otra parte, debido al limitado espacio existente en la S/E Cachapoal, tanto para la instalación de nueva capacidad de transformación, como para la llegada de nuevos alimentadores, esta Comisión propone la construcción de la S/E Cañaveral, la cual permite la construcción de nuevos alimentadores y descargar la S/E Cachapoal, asegurando el abastecimiento de Rancagua y sus alrededores.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la nueva S/E Cañaveral, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.2.8, en el presente proceso de expansión.

8.3.10 NUEVA S/E EL CARMEN Y NUEVA LÍNEA 2X66 KV FUENTECILLA – EL CARMEN

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E El Carmen y nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen” tienen como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la localidad de Las Cabras y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora denominada “El Carmen” de 66 kV, la cual se debe ubicar entre las SS/EE Las Cabras y El Manzano (CGE).

Esta obra se fundamenta en que la cargabilidad proyectada al año 2028, tanto en la S/E Las Cabras como en El Manzano (CGE), supera el 85% (ver Figura 8-37 y Figura 8-38). Asimismo, es importante indicar que, a pesar de que en Planes de Expansión de la Transmisión previos se incorporaron obras para atender requerimientos para esas dos subestaciones, dichas obras no han sido adjudicadas a la fecha.

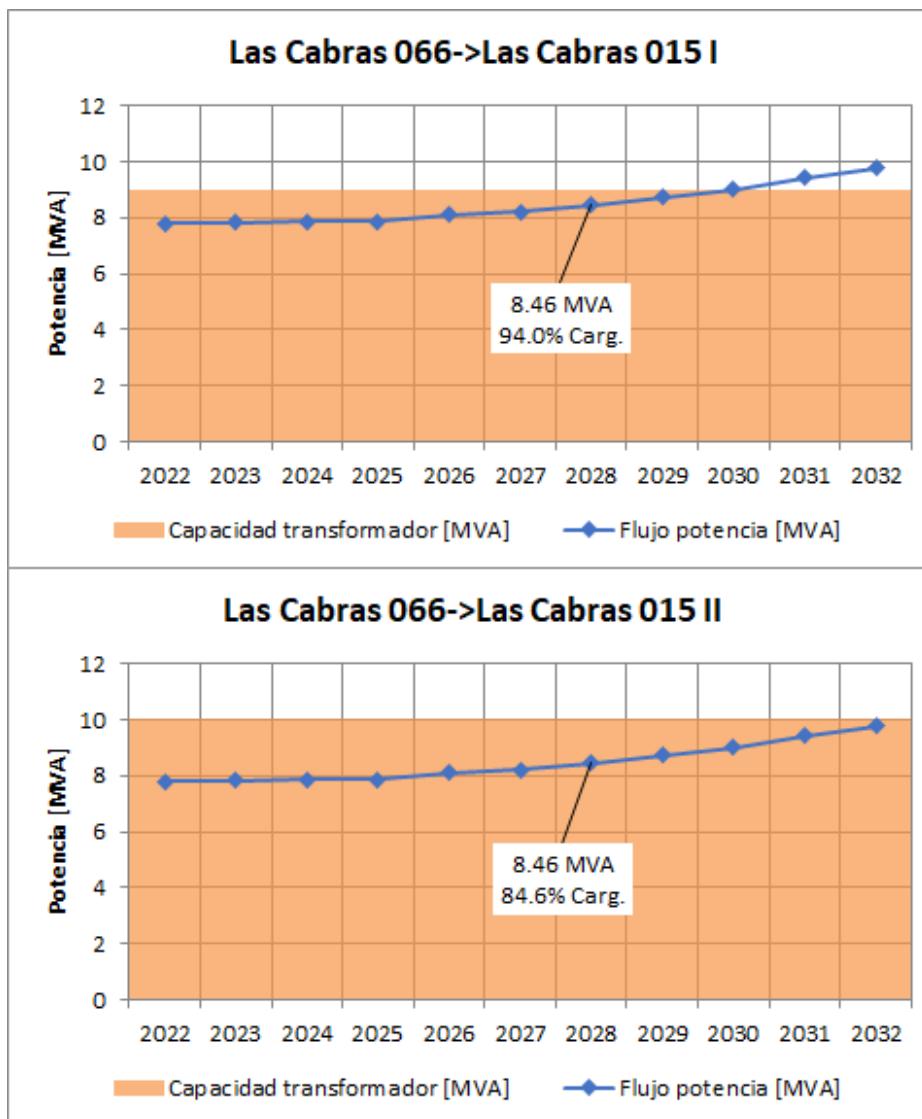


Figura 8-37: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en las unidades de transformación 66/15 kV en la S/E Las Cabras.

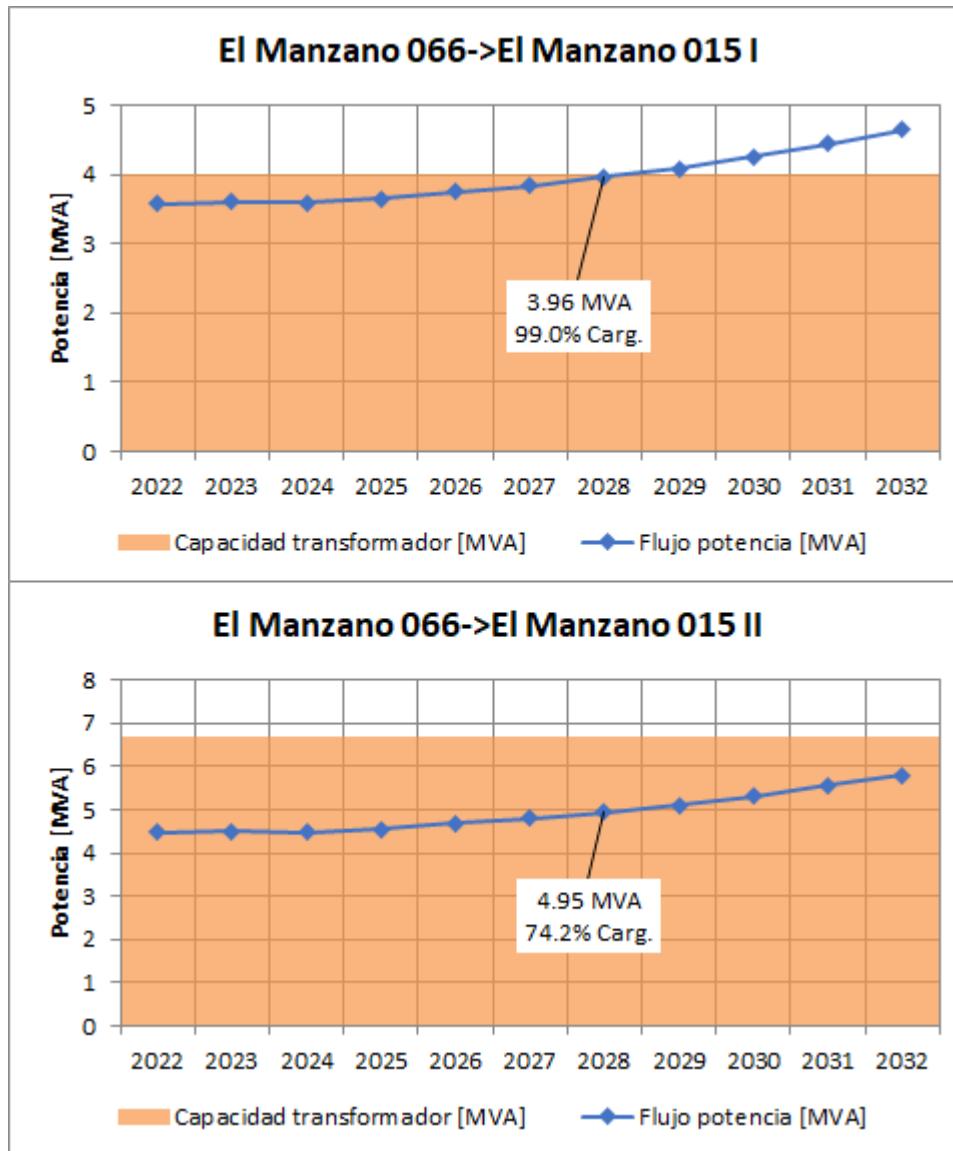


Figura 8-38: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en las unidades de transformación 66/15 kV en la S/E El Manzano.

Además de la nueva subestación, se propone la construcción de la nueva línea de transmisión Fuentecilla – El Carmen 2x66 kV. Esta nueva línea se justifica debido a que se proyecta que la actual línea San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras 1x66 kV (eventualmente Fuentecilla – Las Cabras 1x66 kV) tenga una cargabilidad superior al 85% en el año 2032 (ver Figura 8-39), y por lo tanto resulta pertinente aprovechar la sinergia constructiva y económica derivada incluir ambas obras en forma conjunta en el presente proceso de expansión. Se propone que esta línea sea de doble circuito para asegurar el criterio de seguridad, además del criterio de suficiencia.

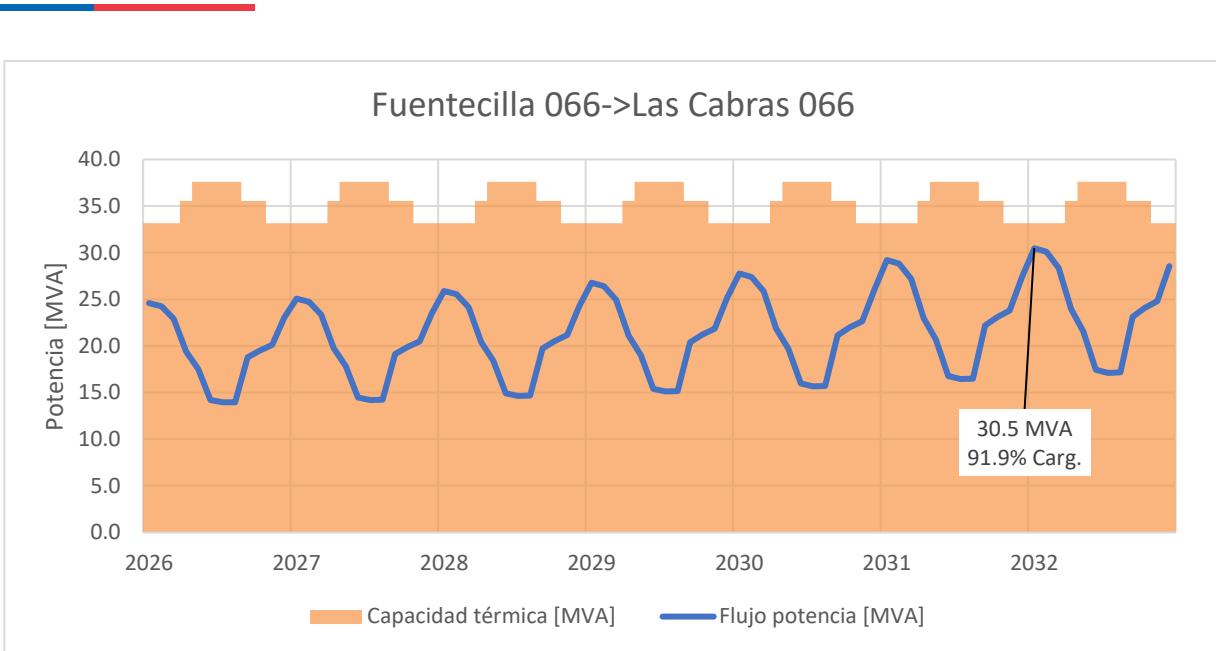


Figura 8-39: Proyección de flujo de potencia mensual máximo y capacidad térmica de la línea Fuentecilla – Las Cabras 1x66 kV.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar las obras descritas en los numerales 4.2.9 y 4.2.10.

8.3.11 NUEVA S/E EL QUELMÉN

La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E El Quelmén” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la ciudad de Teno y sus alrededores durante todo el horizonte de análisis. Para lograr este objetivo se propone la construcción de una nueva subestación seccionadora de 66 kV en las cercanías de la S/E Teno.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en uno de los transformadores 154/13.2 kV en la S/E Teno, al año 2028, alcanzará valores superiores al 85%, y por lo tanto se requiere alguna obra de expansión orientada a mantener el criterio de seguridad en el sistema, toda vez que no es posible equilibrar la carga de ambos transformadores de manera que conseguir una cargabilidad inferior al 85% en ambas unidades al año indicado (ver Figura 8-40). La imposibilidad de balancear la carga entre los transformadores se debe a que los alimentadores abastecidos por cada transformador no cuentan con interconexiones importantes (ver Figura 8-41).

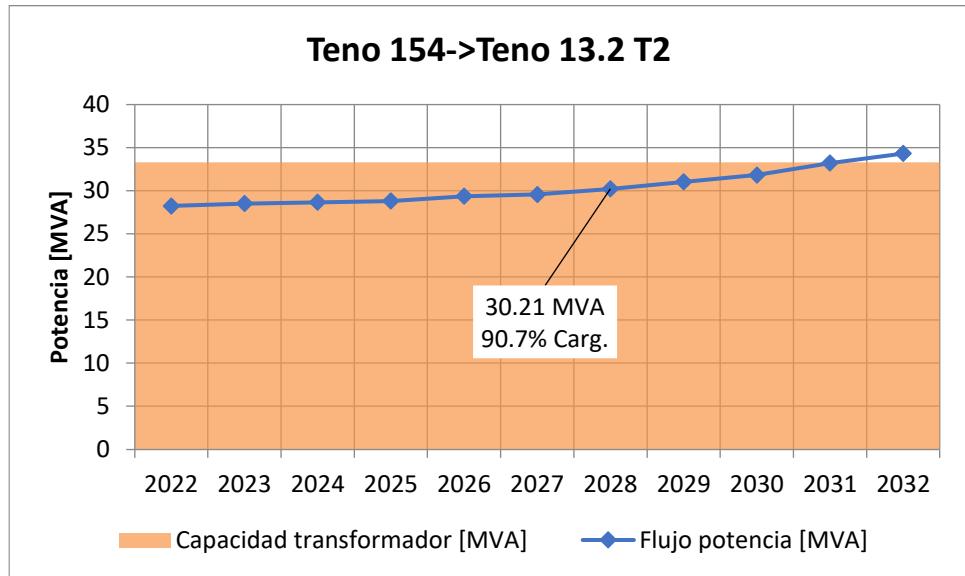


Figura 8-40: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 154/13.2 kV T2 en la S/E Teno.

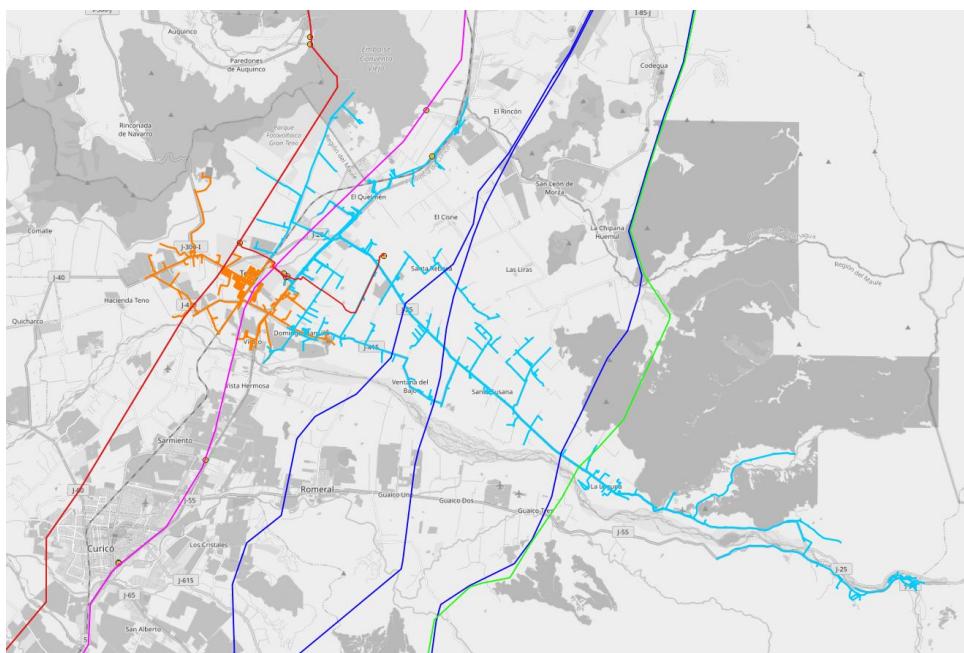


Figura 8-41: alimentadores abastecidos desde el transformador T1 de la S/E Teno (naranjos) y desde el alimentador T2 (celeste).

Por otra parte, debido al limitado espacio existente en la S/E Teno, tanto para la instalación de nueva capacidad de transformación, como para la llegada de nuevos alimentadores, esta Comisión propone la construcción de la S/E El Quelmén, la cual permite la construcción de nuevos alimentadores y descargar el transformador T2 en la S/E Teno, asegurando el abastecimiento de la ciudad de Teno y sus alrededores.

De esta forma, y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la nueva S/E El Quelmén en el presente proceso de expansión, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.2.11.

8.3.12 AMPLIACIÓN EN S/E TALCA (RTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección al año 2028 de cargabilidad máxima en la subestación Talca, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/13,8 kV de 10 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8-42 se muestra la proyección de demanda para la barra de 13,8 kV en dicha subestación.

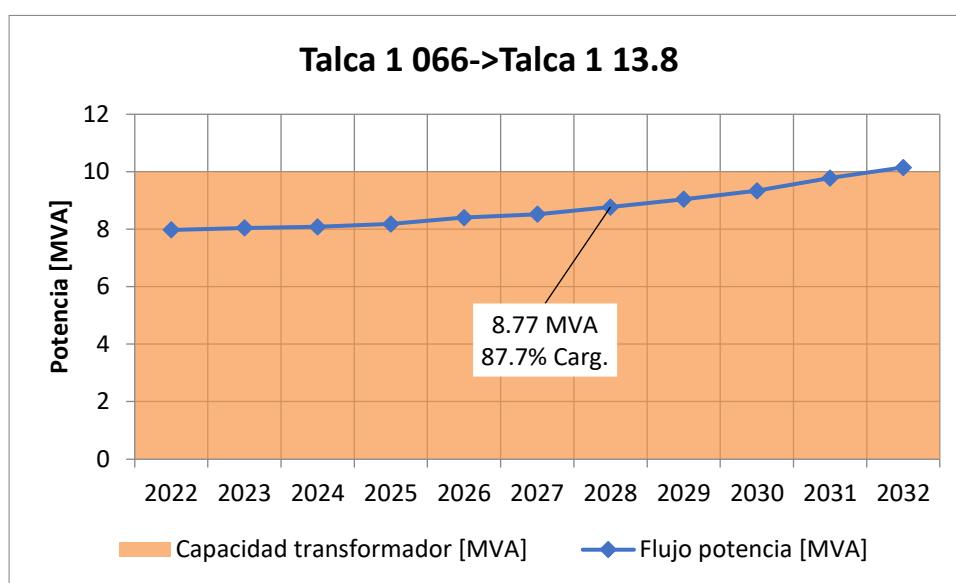


Figura 8-42: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,8 kV 10 MVA en la S/E Talca.

De acuerdo con el análisis territorial de la S/E Talca, parece ser complejo ampliar la subestación de manera de permitir la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV. Por lo tanto, esta Comisión propone reemplazar la unidad existente 66/13,8 kV por un nuevo transformador, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.16.

8.3.13 SISTEMA DE ABASTECIMIENTO COIHUECO – PINTO

El proyecto denominado “Sistema de abastecimiento Coihueco – Pinto” está compuesto por las siguientes obras de expansión:

- Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT).
- Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico – Coihueco.
- Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto.

Estas obras de expansión tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de las localidades de Coihueco, Pinto y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis.

Actualmente, dichas localidades se abastecen a través de los alimentadores Bulnes y San Carlos, los cuales se abastecen a través del transformador Chillán 66/13,2 kV. De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2028 dicho transformador tendría una cargabilidad superior al 100%, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

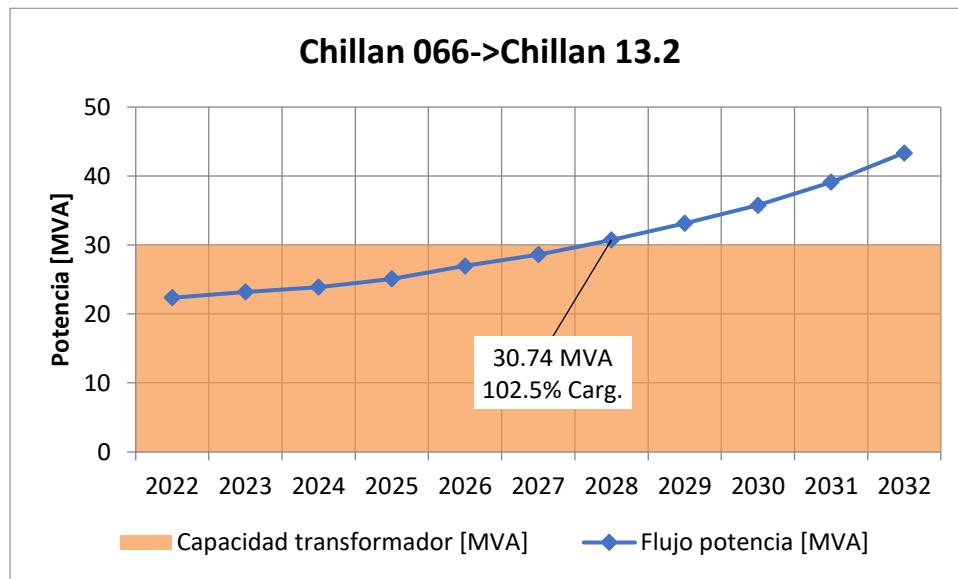


Figura 8-43: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 30 MVA en la S/E Chillán.

Por otro lado, se proyecta que la cargabilidad proyectada al año 2028 del transformador 154/66 kV, 75 MVA en la S/E Chillán será de aproximadamente 86%, tal como se presenta en el siguiente gráfico, por lo que es conveniente que los crecimientos de demanda del sector sean abastecidos desde puntos diferentes a la S/E Chillán.

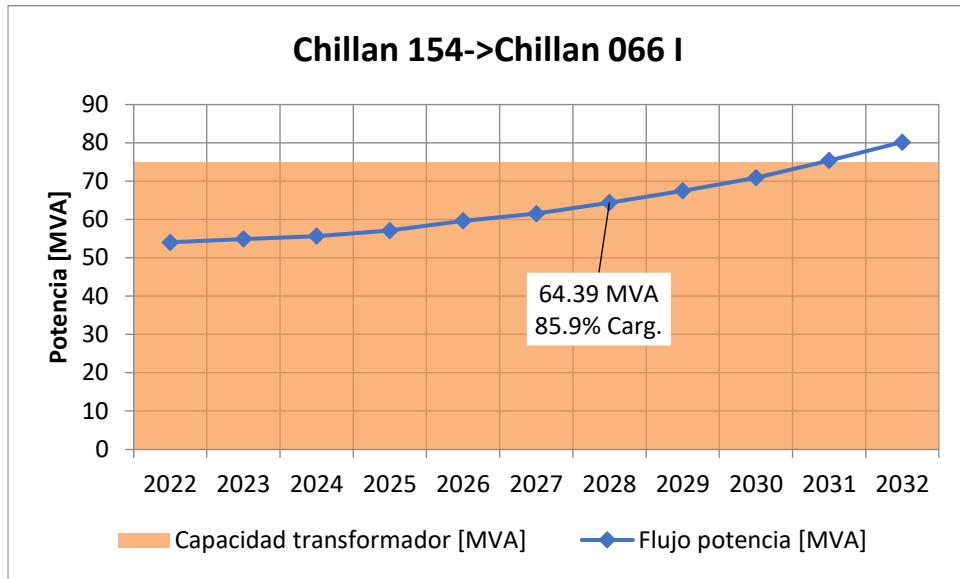


Figura 8-44: Proyección de flujo de potencia máximo y capacidad instalada en la unidad de transformación 154/66 kV 75 MVA en la S/E Chillán.

En virtud de lo anterior, se propone el nuevo sistema denominado “Coihueco – Pinto”, el cual además de descargar los transformadores de Chillán, permite mejorar la calidad de suministro de las ciudades de Coihueco y Pinto, al disminuir el largo de los alimentadores que abastecen a dichas ciudades con respecto a la subestación primaria de distribución.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone incorporar las obras descritas en los numerales 4.1.17, 4.2.12 y 4.2.13.

8.3.14 AMPLIACIÓN EN S/E CABRERO (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, descargando la unidad de transformación 66/23 kV de 16 MVA en dicha subestación y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Cabrero, al año 2028, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/23 kV de 16 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación (ver Figura 8-45).

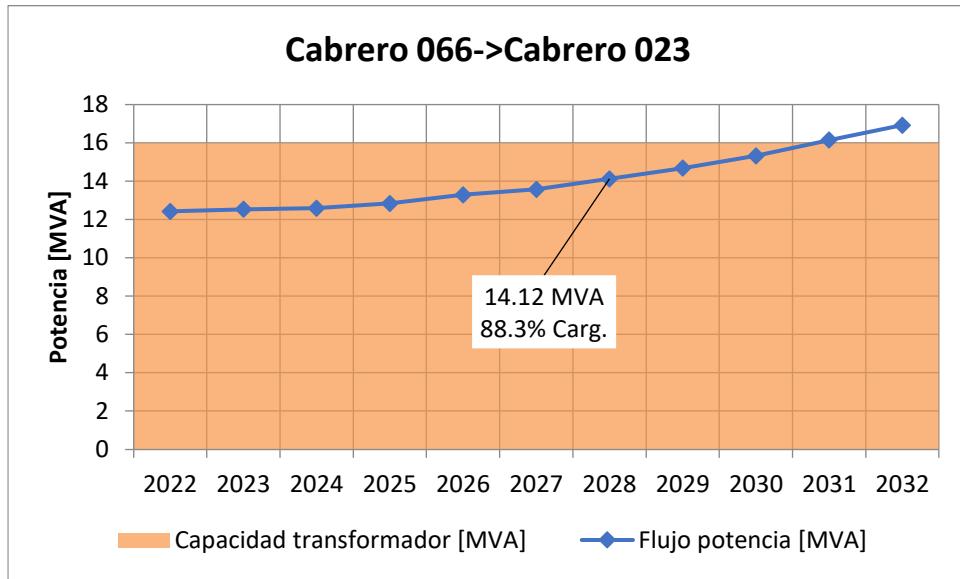


Figura 8-45: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en la S/E Cabrero.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la construcción de un nuevo transformador en la S/E Cabrero, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.19.

8.3.15 AMPLIACIÓN EN S/E CORONEL (RTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección al año 2028 de cargabilidad máxima en la subestación Coronel, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/15 kV de 9 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación. Lo anterior se sustenta en que dicha unidad abastece a los alimentadores Yobilo, La Obra, Lumaco y Hospital, los cuales se desarrollan hacia el sur de la ciudad de Coronel, y por lo tanto no parece tan factible realizar la transferencia de estos alimentadores a la futura S/E Schwager.

En la Figura 8-46 se muestra la proyección de demanda para la barra de 15 kV abastecida por el equipo de transformación.

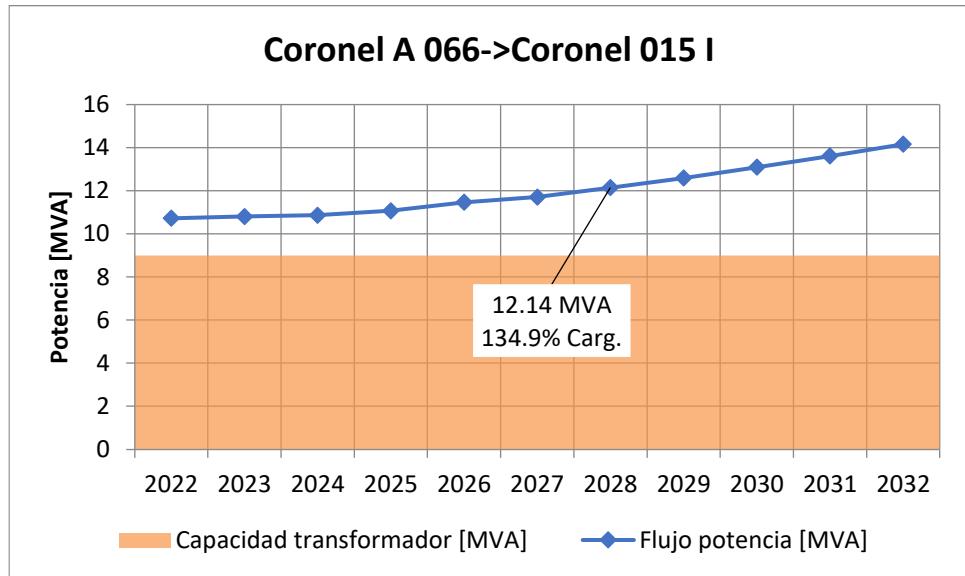


Figura 8-46: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 9 MVA en la S/E Coronel.

De acuerdo con el análisis territorial de la S/E Coronel, parece ser complejo ampliar la subestación de manera de permitir la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV. Por lo tanto, esta Comisión propone reemplazar la unidad existente por un nuevo transformador, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.18.

8.3.16 AMPLIACIÓN EN S/E CAÑETE (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en dicha subestación y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Cañete, al año 2028, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/23 kV de 16 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación (ver Figura 8-47).

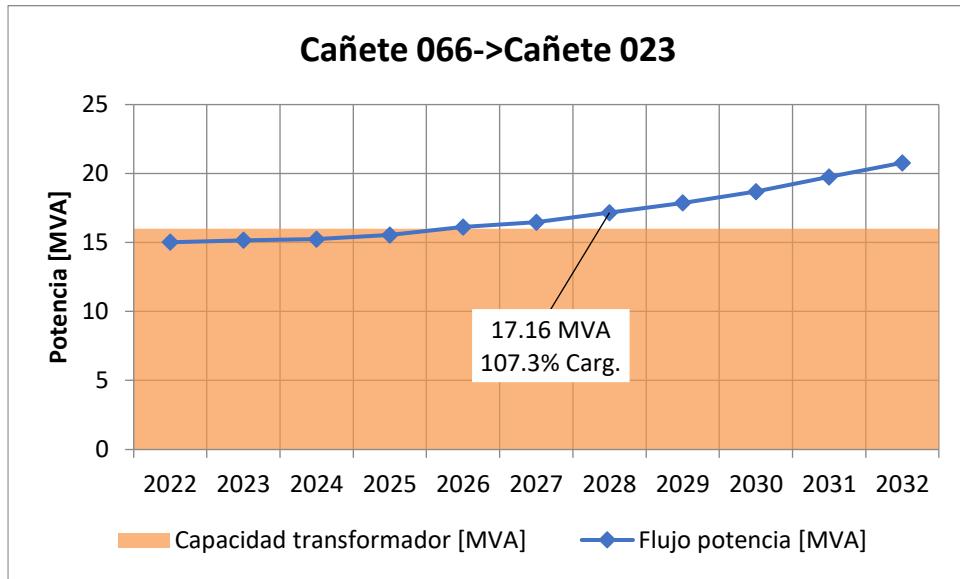


Figura 8-47: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 16 MVA en la S/E Cañete.

Adicionalmente, el análisis realizado por la Comisión muestra que existirían problemas de regulación de tensión en la S/E Cañete para abastecer la demanda proyectada, tal como se presenta en la Figura 8-48, lo que hace necesaria la inclusión de equipos de compensación reactiva en la subestación Cañete para asegurar el adecuado suministro de la demanda señalada cumpliendo con las exigencias de la normativa técnica vigente.

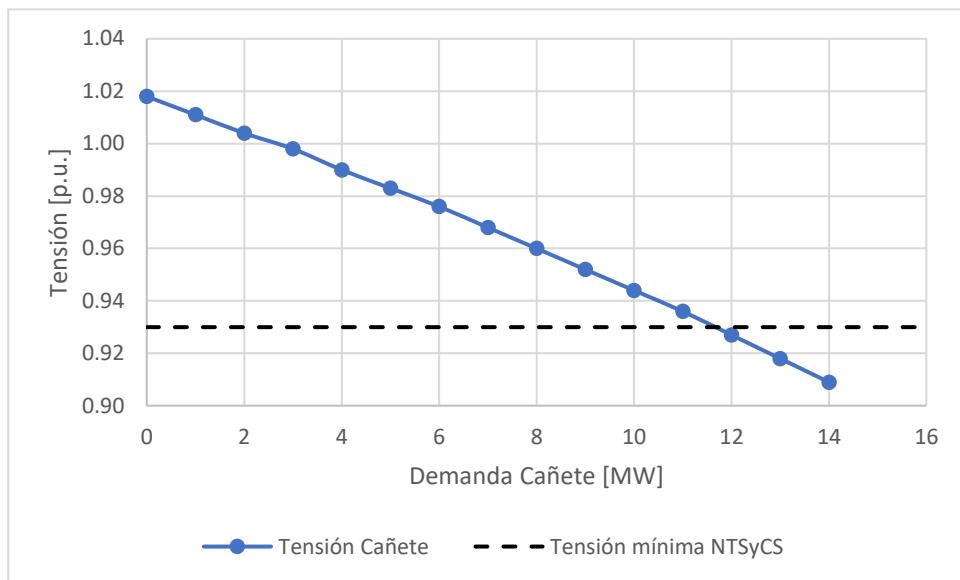


Figura 8-48: Curva potencia activa-tensión para la S/E Cañete 66 kV

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone ampliar la S/E Cañete, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.20.

8.3.17 AMPLIACIÓN EN S/E PITRUFQUÉN (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Pitruquén (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar las unidades de transformación 66/15 kV 10 MVA y 66/13,2 kV 10 MVA en dicha subestación y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Pitruquén, al año 2028, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/15 kV de 10 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 8-49 se muestra la proyección de demanda para la barra de 15 kV en la subestación Pitruquén.

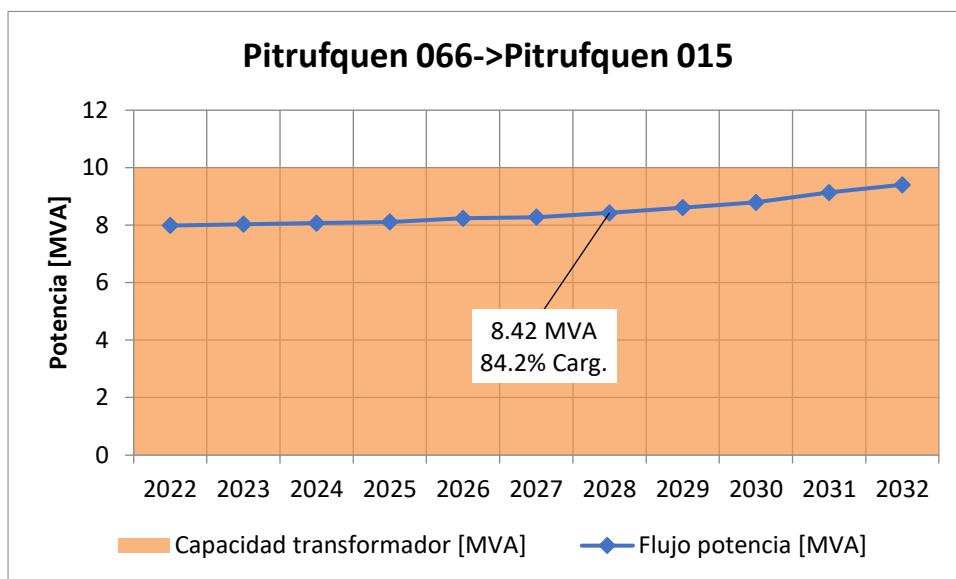


Figura 8-49: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/15 kV 10 MVA en la S/E Pitruquén.

Adicionalmente, se proyecta que al año 2028 la unidad 66/13,2 kV 10 MVA en dicha subestación tendrá una cargabilidad aproximada de 78% (Ver Figura 8-50). Si bien dicha cargabilidad está por debajo del límite establecido para proponer obras por suficiencia, esta Comisión estima pertinente adelantar el refuerzo de esta unidad de transformación, con el objetivo de aprovechar las eficiencias derivadas de la ejecución conjunta de ambas obras.

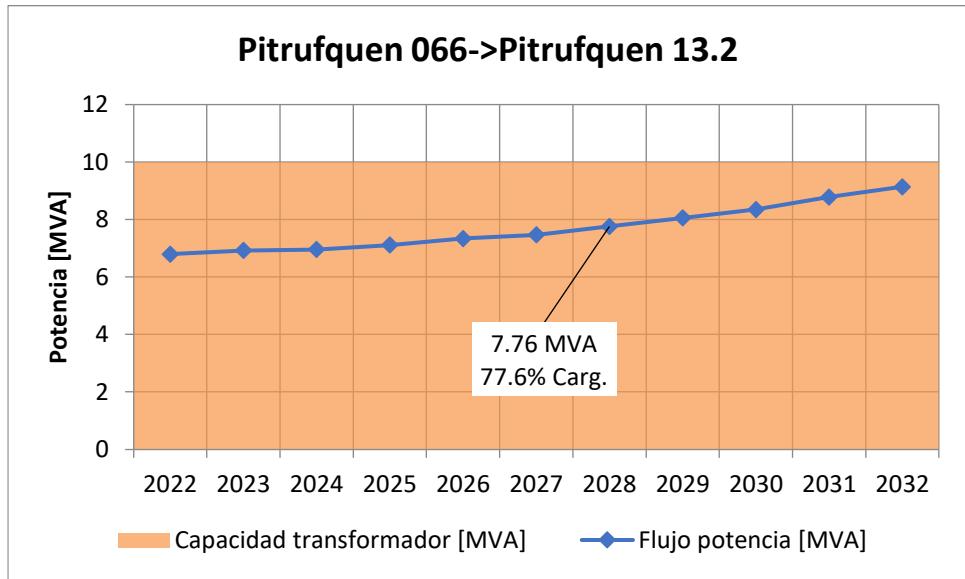


Figura 8-50: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/13,2 kV 10 MVA en la S/E Pitrufquén.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la ampliación de la S/E Pitrufquén, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.21.

SISTEMA F

8.3.18 AMPLIACIÓN EN S/E LOS NEGROS (NTR ATMT)

La obra de ampliación del sistema de transmisión zonal, denominada “Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)”, tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo descargar la unidad de transformación 66/23 kV 5 MVA en dicha subestación y así permitir el abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de análisis.

Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la subestación Los Negros, al año 2028, alcanzará un valor superior al 80% en la unidad 66/23 kV de 5 MVA, y por lo tanto se debe ampliar la capacidad de transformación (ver Figura 8-51).

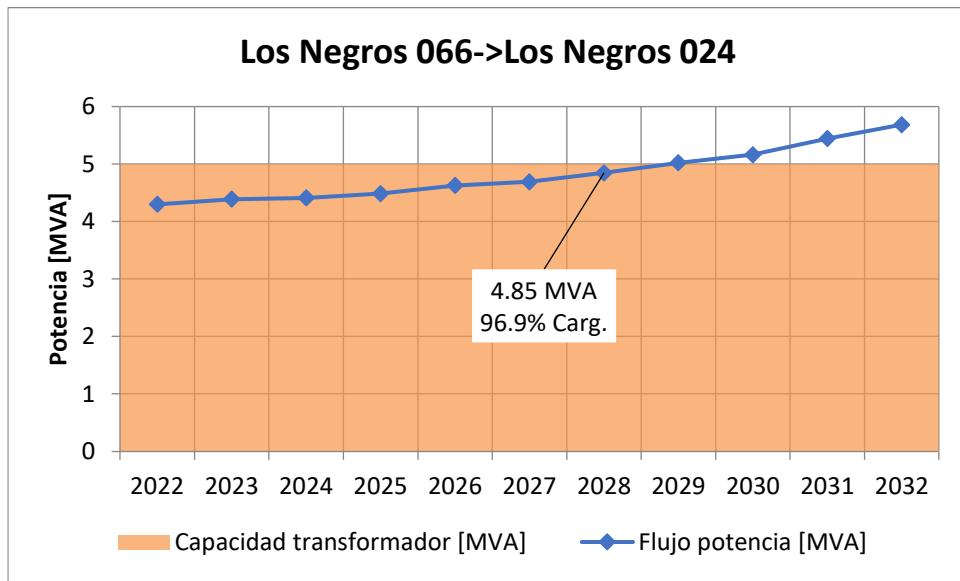


Figura 8-51: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada en la unidad de transformación 66/23 kV 5 MVA en la S/E Los Negros.

De esta forma y en función de los análisis realizados, esta Comisión propone la ampliación de la S/E Los Negros, de acuerdo con la especificación de las obras descritas en el numeral 4.1.22.

8.4 ANÁLISIS DE RESILIENCIA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de Planificación, en el presente análisis se determinaron las expansiones de transmisión nacional y zonal que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto.

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) Aumento de costos de combustibles e (ii) condiciones hidrológicas extremas.

Por otra parte, es conveniente indicar que, a diferencia de lo realizado en procesos anteriores, en el presente proceso no se incluyeron análisis relativos a la indisponibilidad de unidades de generación por efecto de maremotos. Esto, en atención a la pérdida de relevancia que se observa como consecuencia del proceso de retiro programado de unidades a carbón, así como la incorporación de obras de expansión que abordan indirectamente esta situación.

8.4.1 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 numeral 7.4.7.2.1 del presente informe, este análisis se realizó mediante simulaciones estocásticas, variando el precio del combustible GNL durante el año 2028 y el año 2036, 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 2028 y año 2036, conforme a la metodología descrita en el numeral 7.4.7.2.1.

Tabla 8-16: Beneficios frente a un shock de precios en año 2028

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E
Costo Operacional Sin Shock	11.662	32.564	17.855	13.199	26.138	11.328	31.491	16.955	12.601	24.901
Costo Operacional Con Shock año 2028	11.507	32.473	17.684	13.038	26.013	11.182	31.408	16.807	12.440	24.782
Diferencia de Costo Operacional	-155	-90	-170	-161	-126	-146	-83	-148	-161	-119
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2028	9,13	7,46	22,37	-0,02	6,88					

La tabla anterior muestra que al enfrentar un shock de precios de combustibles el año 2028, el sistema presenta menores costos de operación en el caso con expansión. A su vez, no presenta mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios, principalmente porque las obras estructurales de Transmisión Nacional tienen su puesta en servicio posterior al año 2028.

Tabla 8-17: Beneficios frente a un Shock de precios en año 2036

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E
Costo Operacional Sin Shock	11.662	32.564	17.855	13.199	26.138	11.328	31.491	16.955	12.601	24.901
Costo Operacional Con Shock año 2036	11.556	32.257	17.618	13.060	25.863	11.236	31.199	16.752	12.473	24.645
Diferencia de Costo Operacional	-106	-306	-237	-139	-276	-92	-292	-202	-128	-256
Diferencia (Expansión - Base) dado el Shock 2036	14,32	14,18	34,60	11,56	19,72					

La tabla anterior muestra que, al enfrentarse a un shock de precios de combustibles el año 2036, el sistema presenta una mayor capacidad de resiliencia en todos los escenarios en los cuales cuenta con las expansiones propuestas para el Plan de Expansión (los montos varían entre los 20 y 50 millones), en este caso los beneficios se amplifican respecto al shock de precios realizados el año 2028, lo que obedece principalmente a dos factores: el ingreso de obras estructurales que permiten incrementar la capacidad de evacuación de la zona centro sur y con ello disponer en cualquier escenario de una mayor libertad para lograr un óptimo uso de los recursos de la matriz diversa de generación; y al crecimiento de la demanda, que incluso en escenarios de demanda baja, muestra la necesidad de contar con un sistema con mayores holguras para lograr abastecer de forma eficiente el sistema.

8.4.2 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 y que hace uso de la mayor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda; y la segunda, una serie hidrológica extrema húmeda y que hace uso de la menor cantidad de combustibles fósiles para lograr abastecer la demanda durante el período de análisis. 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 7.4.7.2.2.

La siguiente tabla resume los costos operacionales e inversiones y las variaciones al comparar el caso base y con proyectos de expansión.

Tabla 8-18: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Seca

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E
Costo Operacional	11.662	32.564	17.855	13.199	26.138	11.332	31.495	16.959	12.605	24.905
Costo Operacional Con Serie Hid Seca	17.482	47.586	27.014	19.815	39.747	16.918	45.365	25.454	19.041	37.467
Diferencia de Costo Operacional	5.819	15.022	9.159	6.615	13.609	5.585	13.869	8.495	6.436	12.562

Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Seca	-234	-1.153	-664	-180	-1.046
---	------	--------	------	------	--------

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 en todos los escenarios. Además, el sistema con expansiones cuenta con una mayor capacidad de resiliencia, en todos los escenarios al enfrentarse a una condición extrema seca, dado que las holguras en transmisión le permiten optimizar de mejor manera la matriz de generación diversa con la que cuenta el 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 7.4.7.2.2. La siguiente tabla resume los costos operacionales y las variaciones al comparar el caso base y con el caso con expansiones.

Tabla 8-19: Variación Costos Operacionales frente a una serie Hidrológica Húmeda

VP Costo Total Millones de US\$	Base					Con Expansión				
	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E	Esc A	Esc B	Esc C	Esc D	Esc E
Costo Operacional	11.662	32.564	17.855	13.199	26.138	11.332	31.495	16.959	12.605	24.905
Costo Operacional Con Serie Hid Húmeda	10.696	33.699	17.002	12.036	27.364	10.542	32.761	16.551	11.783	26.363
Diferencia de Costo Operacional	-966	1.136	-853	-1.163	1.226	-790	1.265	-409	-822	1.458
Diferencia (Expansión - Base) dado Serie Hid Húmeda	176	129	444	342	232					

La Tabla 8-19 muestra que el sistema con proyectos de expansión presenta mejores costos operacionales que el sistema sin proyectos de expansión, en todos los escenarios, frente a una hidrología extrema húmeda.

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 se incorporarán obras adicionales o modificaciones a las ya propuestas en el presente plan de expansión.

8.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO

Conforme establece el artículo 79º de la Ley General de Servicios Eléctricos, Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. En este sentido existen zonas del país donde las características geográficas, disponibilidad de recursos renovables y capacidad del sistema de transporte hacen deseable que agentes privados desarrollen proyectos de generación. A continuación, se desarrolla una descripción de los proyectos promovidos en este Plan de Expansión, teniendo en consideración los criterios establecidos en la sección 7.4.2 del presente informe.

8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CARDONES 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Nueva Cardones, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Atacama, en particular la comuna de Copiapó.

Al respecto, además de la propuesta recibida para la incorporación de esta obra, del análisis de las solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E Nueva Cardones, lo que resulta consistente con lo proyectado en los EGPT para esta zona.

8.5.2 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA MAITENCILLO 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Nueva Maitencillo, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Atacama, en particular la comuna de Freirina.

Al respecto, además de la propuesta recibida para la incorporación de esta obra, del análisis de las solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E Nueva Maitencillo, lo que resulta consistente con lo proyectado en los EGPT para esta zona.

8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Nogales, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Valparaíso, en particular, la comuna de Nogales.

Al respecto, además de la propuesta recibida para la incorporación de esta obra, del análisis de las solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E Nogales.

8.5.4 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA CLARA 220 KV (IM)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Santa Clara, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bío-Bío, en particular, la comuna de Los Ángeles.

Al respecto, además de la propuesta recibida para la incorporación de esta obra, del análisis de las solicitudes de acceso abierto que mantiene el Coordinador se evidencia el nivel de interés por el desarrollo de proyectos de generación en torno a la S/E Santa Clara.

8.5.5 AMPLIACIÓN EN S/E RAHUE 220 KV (BPS+BT)

El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Rahue, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Los Lagos, en particular, la comuna de Osorno.

Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, particularmente tecnología eólica.

8.5.6 NUEVA S/E TOMEKO

El proyecto tiene como objetivo proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo de nuevos proyectos de generación, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bío-Bío, en particular la comuna de Yumbel.

Esta subestación estará ubicada a aproximadamente 30 kilómetros al este de la subestación Hualqui y seccionará el actual circuito existente y el segundo circuito, incorporado en el presente plan de expansión, de la línea 2x220 kV Hualqui - Charrúa.

Cabe indicar que esta zona se ha consolidado como un punto de interés para el desarrollo de proyectos de generación, lo que se condice con el volumen de propuestas recibidas con el mismo objetivo.

8.6 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 en 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 8-20 muestra el efecto monetario de la reducción del Riesgo de Transmisión producto del Plan de Expansión propuesto, respecto al caso base, para el Escenario A, Escenario B, Escenario C, Escenario D y Escenario E en el horizonte de planificación.

Tabla 8-20: Reducción de Riesgo de Transmisión para cada escenario

Año	ESC-A	ESC-B	ESC-C	ESC-D	ESC-E
2023	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0
2028	-456	-134	-767	-148	-614
2029	-653	-61	-671	-497	-425
2030	-551	-336	-676	15	-423
2031	-1.288	-946	-1.444	-1.348	-1.256
2032	-1.071	-2.477	-694	-1.023	-2.145
2033	-276	-870	513	-1.434	-2.247
2034	-124	-782	-967	-622	-1.412
2035	-958	-1.210	53	-3.279	-40
2036	-281	-334	-291	-928	-79
2037	-1.086	-44	-746	-2.015	-382
2038	-669	28	-789	-2.139	-192
2039	-1.062	-24	-416	-1.782	-80
2040	-167	93	-61	-657	-50
2041	-216	71	-9	-6	-35
2042	-101	204	-146	-82	-94
Total	-8.958	-6.824	-7.111	-15.945	-9.474

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 9.663 millones durante todo el periodo de análisis, obteniéndose diferencias entre los escenarios que reflejan el efecto de los diferentes planes de obras de generación.

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.

9 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

La valorización de las instalaciones que se proponen en el presente Informe Técnico se realizó de acuerdo con la metodología de valorización descrita en el Anexo N° 2 del presente documento. A continuación, se presentan las valorizaciones de las obras de expansión descritas en los capítulos 3 y 0.

9.1 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9-1: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional

		<i>Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Roncacho</i>	<i>Nuevo reactor de línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte</i>	<i>Ampliación en S/E Códones 110 kV (BP+BT)</i>	<i>Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)</i>	<i>Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)</i>	<i>Ampliación en S/E Nagales 220 kV (IM)</i>	<i>Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea</i>	<i>Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui</i>
1	Costos Directos	2.658.990	2.587.671	670.493	578.877	564.840	925.586	1.848.321	28.789.545
1.1	Ingeniería	256.392	251.793	78.353	129.283	128.347	98.658	209.510	2.293.697
1.2	Instalación de faenas	313.451	313.694	106.795	138.266	138.266	138.266	106.795	1.180.312
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.089.147	2.022.183	485.345	311.328	298.227	688.662	1.532.016	25.315.536
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	1.948.900	1.929.146	834.043	1.227.320	1.225.932	1.284.983	509.267	6.550.396
2.1	Gastos generales y Seguros	1.039.919	1.037.293	375.286	640.955	640.592	656.643	154.608	3.491.709
2.2	Inspección técnica de obra	690.294	690.294	365.969	520.097	520.097	520.097	182.985	1.732.263
2.3	Utilidades del contratista	88.263	82.732	45.567	29.382	28.889	53.036	82.210	761.371
2.4	Contingencias	100.963	95.258	47.221	36.886	36.354	55.206	89.464	565.053
2.5	Servidumbre	29.461	23.569	0	0	0	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	4.607.890	4.516.817	1.504.536	1.806.196	1.790.772	2.210.569	2.357.589	35.339.941
4	Intereses Intercalarios	230.395	225.841	75.227	90.310	89.539	110.528	70.728	1.060.198
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.838.285	4.742.657	1.579.763	1.896.506	1.880.310	2.321.098	2.428.316	36.400.140

		<i>Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)</i>	<i>Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)</i>	<i>Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)</i>
1	<i>Costos Directos</i>	965.253	5.767.102	947.966
1.1	Ingeniería	105.119	527.737	103.549
1.2	Instalación de faenas	106.795	255.085	106.795
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	753.339	4.984.281	737.622
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	940.914	2.350.555	857.248
2.1	Gastos generales y Seguros	464.520	797.652	381.793
2.2	Inspección técnica de obra	365.969	520.097	365.969
2.3	Utilidades del contratista	54.047	319.826	53.597
2.4	Contingencias	56.378	332.739	55.889
2.5	Servidumbre	0	380.241	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	<i>Monto Contrato</i>	1.906.167	8.117.658	1.805.214
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	95.308	405.883	90.261
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		2.001.475	8.523.541	1.895.475

9.2 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Tabla 9-2: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Nacional

		Nueva S/E Tomeco	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli
1	Costos Directos	10.172.228	17.988.816
1.1	Ingeniería	785.513	1.201.278
1.2	Instalación de faenas	371.817	540.684
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	9.014.898	16.246.855
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0
2	Costos Indirectos	3.142.090	3.440.024
2.1	Gastos generales y Seguros	1.612.829	1.764.130
2.2	Inspección técnica de obra	884.569	884.569
2.3	Utilidades del contratista	294.551	365.010
2.4	Contingencias	212.658	269.192
2.5	Servidumbre	137.484	157.124
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0
3	Monto Contrato	13.314.318	21.428.841
4	Intereses Intercalarios	665.716	1.071.442
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		13.980.034	22.500.283

9.3 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9-3: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal A

		<i>Ampliación en S/E Mejillones 110 kV (BS)</i>	<i>Ampliación en S/E La Portada (BS)</i>	<i>Conección de línea 1x110 kV Tap Desalant – Desalant en S/E La Portada</i>	<i>Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT)</i>	<i>Extensión de línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles</i>	<i>Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)</i>	<i>Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)</i>	<i>Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)</i>
1	<i>Costos Directos</i>	608.511	455.437	814.853	535.438	4.861.400	3.746.730	1.841.918	2.881.969
1.1	Ingeniería	0	90.184	0	63.469	501.634	318.294	184.734	227.444
1.2	Instalación de faenas	0	106.795	0	138.266	313.451	371.817	106.795	313.451
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	0	258.457	0	333.703	4.046.315	3.056.619	1.550.389	2.341.075
1.4	Intervención instalación dedicada	608.511	0	814.853	0	0	0	0	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	829.551	789.101	805.759	1.230.844	2.428.017	2.605.113	1.001.052	1.967.078
2.1	Gastos generales y Seguros	0	364.995	0	645.255	917.422	1.460.004	407.817	1.049.191
2.2	Inspección técnica de obra	0	365.969	0	520.097	690.294	884.569	365.969	690.294
2.3	Utilidades del contratista	0	26.920	0	32.346	157.497	122.679	99.686	99.170
2.4	Contingencias	0	31.217	0	33.146	184.360	137.861	104.011	108.781
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	478.444	0	23.569	19.641
2.6	Intervención instalación dedicada	829.551	0	805.759	0	0	0	0	0
3	<i>Monto Contrato</i>	1.438.061	1.244.538	1.620.611	1.766.282	7.289.416	6.351.844	2.842.971	4.849.047
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	71.903	62.227	81.031	88.314	218.682	317.592	142.149	242.452
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		1.509.964	1.306.765	1.701.642	1.854.596	7.508.099	6.669.436	2.985.119	5.091.499



		<i>Adecuación de paño de línea 1x110 kV Esmeralda – Sur en S/E Sur</i>
1	<i>Costos Directos</i>	636.036
1.1	Ingeniería	78.087
1.2	Instalación de faenas	75.325
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	482.624
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	527.589
2.1	Gastos generales y Seguros	248.931
2.2	Inspección técnica de obra	227.910
2.3	Utilidades del contratista	24.555
2.4	Contingencias	26.193
2.5	Servidumbre	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	<i>Monto Contrato</i>	1.163.625
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	58.181
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		1.221.806

Tabla 9-4: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal D

		<i>Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Marisca (NTR ATMT)</i>
1	<i>Costos Directos</i>	2.684.932	2.525.172	3.072.429
1.1	Ingeniería	216.916	208.381	248.048
1.2	Instalación de faenas	313.451	313.451	313.451
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	2.154.565	2.003.340	2.510.930
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	1.871.260	1.866.942	1.912.799
2.1	Gastos generales y Seguros	1.037.650	1.034.674	1.047.919
2.2	Inspección técnica de obra	690.294	690.294	690.294
2.3	Utilidades del contratista	67.059	66.554	82.255
2.4	Contingencias	76.257	75.418	92.331
2.5	Servidumbre	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	<i>Monto Contrato</i>	4.556.192	4.392.113	4.985.228
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	227.810	219.606	249.261
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		4.784.001	4.611.719	5.234.489

Tabla 9-5: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal E

		<i>Ampliación en S/E Bollenar 110 kV (BS)</i>	<i>Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Fuentecilla (BP+BT)</i>	<i>Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Moniterrico 66 kV (BP+BT)</i>	<i>Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Cobreiro (NTR ATMT)</i>	<i>Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)</i>
1	<i>Costos Directos</i>	1.108.103	2.210.361	448.885	2.412.827	249.690	2.599.933	2.380.751	3.023.505
1.1	Ingeniería	131.794	193.508	57.011	208.390	40.514	214.353	201.063	245.468
1.2	Instalación de faenas	138.266	284.268	122.531	284.268	106.795	284.268	313.451	313.451
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	838.044	1.732.586	269.344	1.920.170	102.380	2.101.313	1.866.237	2.464.586
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	1.271.881	1.634.834	916.773	1.648.459	854.502	1.683.228	1.870.356	1.933.491
2.1	Gastos generales y Seguros	656.052	886.876	418.972	891.396	361.452	898.352	1.032.981	1.049.675
2.2	Inspección técnica de obra	520.097	603.187	441.025	603.187	365.969	603.187	690.294	690.294
2.3	Utilidades del contratista	44.962	68.535	28.117	72.861	16.561	86.609	69.550	92.101
2.4	Contingencias	50.769	76.236	28.660	81.014	16.245	95.081	77.531	101.420
2.5	Servidumbre	0	0	0	0	94.275	0	0	0
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0	0
3	<i>Monto Contrato</i>	2.379.984	3.845.195	1.365.659	4.061.286	1.104.193	4.283.162	4.251.107	4.956.996
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	118.999	192.260	68.283	203.064	55.210	214.158	212.555	247.850
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		2.498.983	4.037.455	1.433.942	4.264.350	1.159.402	4.497.320	4.463.662	5.204.846



		Ampliación en S/E Pitufquén (NTR ATMT)
1	<i>Costos Directos</i>	4.275.218
1.1	Ingeniería	302.432
1.2	Instalación de faenas	313.451
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.659.335
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	2.136.787
2.1	Gastos generales y Seguros	1.077.840
2.2	Inspección técnica de obra	690.294
2.3	Utilidades del contratista	113.649
2.4	Contingencias	125.376
2.5	Servidumbre	129.628
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	<i>Monto Contrato</i>	6.412.004
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	320.600
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		6.732.605

Tabla 9-6: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Zonal F

		Ampliación en S/E Los Negros (NTR) ATMIT
1	<i>Costos Directos</i>	4.591.192
1.1	Ingeniería	316.216
1.2	Instalación de faenas	371.817
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	3.903.159
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	2.720.875
2.1	Gastos generales y Seguros	1.485.611
2.2	Inspección técnica de obra	884.569
2.3	Utilidades del contratista	152.377
2.4	Contingencias	164.614
2.5	Servidumbre	33.703
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	<i>Monto Contrato</i>	7.312.066
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	365.603
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		7.677.670

9.4 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NUEVAS PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

Tabla 9-7: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal A

		<i>Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle – Cóndores</i>	<i>Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique – Alto Molle</i>	<i>Nueva S/E La Chimba y nueva línea 2x110 kV Mejillones – La Chimba</i>	<i>Nueva S/E Caracoles, nuevas líneas 2x220 kV Caracoles – Liqcau y 2x110 kV Guardamarina – Caracoles</i>	<i>Nueva linea 1x220 kV Esmeralda – Liqcau</i>
1	<i>Costos Directos</i>	11.339.409	13.540.612	25.498.182	33.563.563	6.751.879
1.1	Ingeniería	2.166.485	2.264.131	2.825.626	3.562.320	1.853.124
1.2	Instalación de faenas	706.888	852.803	1.487.267	1.173.816	313.451
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.466.036	10.423.678	21.025.425	28.827.426	4.585.304
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	159.863	0	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	4.820.118	7.298.974	11.732.254	9.504.036	3.284.371
2.1	Gastos generales y Seguros	2.367.682	3.456.325	4.693.752	3.158.265	921.435
2.2	Inspección técnica de obra	1.574.863	2.110.699	2.616.832	1.797.219	690.294
2.3	Utilidades del contratista	256.448	296.893	556.143	718.372	126.533
2.4	Contingencias	329.894	403.927	765.363	876.239	259.260
2.5	Servidumbre	291.230	1.031.130	3.088.714	2.953.941	1.286.850
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	11.451	0	0
3	<i>Monto Contrato</i>	16.159.527	20.839.586	37.230.436	43.067.600	10.036.250
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	640.578	789.222	1.325.867	1.647.821	301.088
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		16.800.105	21.628.808	38.556.303	44.715.421	10.337.338

Tabla 9-8: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal D

		<i>Nueva S/E El Peral, seccionamiento línea 2x110 kV Florida – Tap Vizcachas y normalización línea 1x110 kV Puente Alto – Tap Vizcachas</i>
1	<i>Costos Directos</i>	13.064.200
1.1	Ingeniería	1.912.836
1.2	Instalación de faenas	743.634
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	10.407.731
1.4	Intervención instalación dedicada	0
2	<i>Costos Indirectos</i>	6.215.532
2.1	Gastos generales y Seguros	2.836.437
2.2	Inspección técnica de obra	1.769.138
2.3	Utilidades del contratista	324.007
2.4	Contingencias	338.489
2.5	Servidumbre	947.461
2.6	Intervención instalación dedicada	0
3	<i>Monto Contrato</i>	19.279.733
4	<i>Intereses Intercalarios</i>	838.776
<i>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</i>		20.118.509

Tabla 9-9: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema de Transmisión Zonal E

		<i>Nueva S/E Huelquén</i>	<i>Nueva S/E Cañaveral</i>	<i>Nueva S/E El Carmen</i>	<i>Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla – El Carmen</i>	<i>Nueva S/E El Quelmén</i>	<i>Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Moniterrico – Coihueco</i>	<i>Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco – Pinto</i>
1	Costos Directos	7.737.808	7.115.324	5.343.306	9.859.786	5.742.411	12.120.946	10.267.815
1.1	Ingeniería	571.566	529.900	442.667	1.223.230	442.436	2.181.824	2.090.119
1.2	Instalación de faenas	313.451	415.591	371.817	590.156	313.451	918.732	918.732
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	6.852.791	6.169.833	4.528.822	8.046.400	4.986.524	9.020.391	7.258.964
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.550.662	3.666.282	2.860.093	11.513.665	2.171.118	7.304.902	5.571.470
2.1	Gastos generales y Seguros	1.156.700	1.867.291	1.493.683	3.005.096	1.110.436	2.026.915	1.983.687
2.2	Inspección técnica de obra	690.294	1.049.329	884.569	1.732.263	690.294	1.380.589	1.380.589
2.3	Utilidades del contratista	190.065	174.705	135.200	311.524	141.455	276.399	231.004
2.4	Contingencias	136.504	124.956	96.641	242.652	101.269	396.019	329.917
2.5	Servidumbre	377.099	450.000	250.000	6.222.130	127.664	3.224.980	1.646.272
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0	0	0	0	0
3	Monto Contrato	10.288.470	10.781.606	8.203.399	21.373.451	7.913.528	19.425.848	15.839.285
4	Intereses Intercalarios	514.423	539.080	410.170	641.204	395.676	711.869	600.888
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		10.802.893	11.320.686	8.613.569	22.014.655	8.309.205	20.137.718	16.440.173

10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS

11 ANEXO 2: METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN DE PROYECTOS

12 ANEXO 3: SIGLAS UTILIZADAS EN EL PRESENTE INFORME

13 ANEXO 4: METODOLOGÍA RESILIENCIA