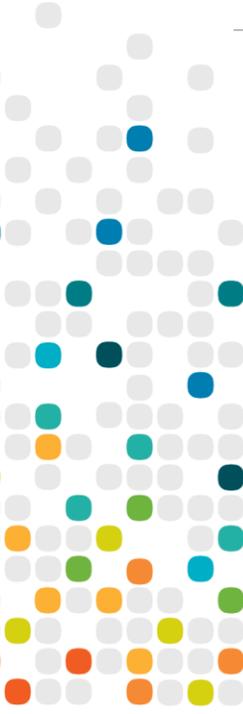


INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2020

09 de Julio de 2020

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

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

REVISORES

Nombre	Cargo
Roger Mellado Z.	Jefe Departamento de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manuel Bravo M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Lagos R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Pablo Jerez C.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitiva	Enviada a la Comisión Nacional de Energía
	Publicada en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO

<u>1</u>	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>4</u>
<u>2</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>10</u>
<u>3</u>	<u>ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS Y OBRAS RECOMENDADAS</u>	<u>11</u>
3.1	ZONA NORTE	11
3.2	ZONA METROPOLITANA Y QUINTA	36
3.3	ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA	50
3.4	ZONA CHARRÚA – CHILOÉ	73
<u>4</u>	<u>ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PROPUESTA DE EXPANSIÓN 2020</u>	<u>99</u>
4.1	PROYECTOS NACIONALES.	99
4.2	PROYECTOS ZONALES.	102
<u>A.</u>	<u>ANEXO 1. ACTUALIZACIÓN E INFORME DE INGENIERIAS PARA PROYECTOS DE PROPUESTA 2020 DEL COORDINADOR.</u>	<u>125</u>
<u>B.</u>	<u>ANEXO 2. ESTUDIOS SISTEMICOS PARA NUEVOS BANCOS DE REACTORES EN SUBESTACIONES ANCOA, RÍO MALLECO Y NUEVA ANCUD.</u>	<u>126</u>
<u>C.</u>	<u>ANEXO 3. RESPUESTA A OBSERVACIONES REALIZADAS A INFORME DE DIAGNOSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DICIEMBRE 2019.</u>	<u>127</u>

1 RESUMEN EJECUTIVO

El 22 de enero del presente año, el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) emitió su Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para el proceso del año 2020, en conformidad con lo dispuesto en el Artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE o Ley), en particular, lo referente a la propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, que el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE), considerando lo dispuesto en el Artículo 87° de la Ley.

Por otra parte, la Resolución Exenta N°45 del año 2018 de la CNE, en su numeral 6° ha dispuesto lo siguiente: *“El Coordinador podrá actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión anual de la transmisión, dentro del plazo de 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión...”*, siendo éste el informe que complementa la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2020 del Coordinador, el que se estructura de la siguiente forma:

- Resumen Ejecutivo, que contiene un resumen de las obras de expansión complementarias.
- Introducción, que presenta las actualizaciones o modificaciones que se realizaron respecto a lo presentado en la propuesta original de enero de 2020.
- Análisis complementarios por zona y obras recomendadas para sistemas de Transmisión Nacional y Zonal. También se incluye el análisis de un conjunto de proyectos propuestos en el Decreto Exento N° 418 del 2017 de la CNE, cuyo retraso en su adjudicación y por ende en su construcción, pueden ocasionar efectos en el sistema de transmisión que los contiene. Finalmente, la sección de análisis por zona incluye la actualización de proyectos debido a la incorporación de nuevos antecedentes.
- Anexos, que contienen el detalle de la ingeniería conceptual de los proyectos.

Como complemento a la propuesta de expansión de la transmisión de enero de 2020, se presenta un total de 6 nuevos proyectos de expansión, de los cuales 5 corresponden a proyectos en Transmisión Nacional y 1 proyecto en Transmisión Zonal. El monto total de inversión propuesta asciende a 214,5 millones de dólares (211,8 millones en el Sistema Nacional y 2,7 millones en el Sistema Zonal). Los nuevos proyectos presentados se detallan en la Tabla 1-1.

A continuación de los nuevos proyectos, en la Tabla 1-2 y Tabla 1-3 se muestra los proyectos que corresponden a una actualización de lo presentado en el Informe Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, publicado en el mes de enero de 2020. Quedan fuera de estas tablas, aquellos proyectos coincidentes con los incluidos en el Informe Técnico Final que contiene el plan de Expansión 2019 de la CNE y aquellos proyectos que, como resultado de la actualización de la proyección de demanda, no aparecen como necesarios para el sistema. En resumen, la actualización de los proyectos presentados en enero de 2020 contempla una inversión referencial que asciende a 101,8 millones de dólares (24,9 millones en el Sistema Nacional distribuidos en 4 proyectos y 76,9 millones en el Sistema Zonal distribuidos en 21 proyectos).

Luego de la actualización de proyectos mencionada, y como resultado de un análisis de los procesos de adjudicación de las obras de transmisión desiertos y el impacto en la confiabilidad de la zona a las que abastecen, se incluye un listado de obras en las que se recomienda evaluar la aplicación del Artículo 102°.

Lo anterior, sin perjuicio de que parte del listado pueda esperar al nuevo llamado a licitación a realizar por el Coordinador el segundo semestre del 2020. El listado se encuentra en la Tabla 1-4 y en ella se ha destacado aquellos proyectos que no pueden esperar al desarrollo de la mencionada licitación.

Para concluir con la presente propuesta complementaria de obras al Informe Propuesta de Expansión de Transmisión de enero 2020, se incluye un listado con la actualización de los proyectos presentados con motivo de la publicación de dicho informe. Para estos proyectos, en el Anexo 1 del presente informe, hemos incluido el detalle de las ingenierías conceptuales desarrolladas por el Coordinador.

Tabla 1-1: Detalle de obras recomendadas en Complemento.

N°	Obra Propuesta	Plazo constructivo [meses]	VI Ref. [MM USD]	Comentario	Tipo de Obra / Zona
1	Ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV	36	167,1	Incrementa capacidad de transmisión y reduce congestiones en el corredor de 500 kV entre Cardones y Polpaico.	Nacional / Norte
2	Nuevo SVC en S/E 220 kV Lagunas 30 MVAR (Inductivo) / 100 MVAR (Capacitivo)	18	16,3	Permite el control de tensión en la barra de 220 kV en S/E Lagunas frente al incremento de la demanda y cambios en la generación diaria.	Nacional / Norte
3	Seccionamiento nueva Línea 2x220 kV nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor	24	8,9	Permite conexión de nuevos proyectos de generación.	Nacional / Norte
4	Cambio de TT/CC línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre en extremo S/E Polpaico (pañes K1 y K2)	24	0,4	Permite aumentar transferencias norte a sur en tramo 500 kV Polpaico – Lo Aguirre.	Nacional / Metropolitana
5	Tendido Segundo Circuito de la Línea de Transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas más Seccionamiento en Hualqui.	36	19,1	Mejora suficiencia y seguridad de abastecimiento de la zona de Concepción	Nacional / Alto Jahuel - Chiloé
6	Reemplazo transformador T2 66/15 kV - 25 MVA en S/E Perales por unidad 66/15 kV - 50 MVA.	24	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Perales	Zonal / Alto Jahuel - Chiloé

Tabla 1-2: Actualización de Proyectos de Transmisión Nacional promovidos en propuesta de enero 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
1	Nuevos Bancos de Reactores de Barra En S/E Ancoa 500 kV 2x80 MVAR, cambio de TT/CC línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel Circuitos 1 y 2, en ambos extremos			ago-23	Inmediata	Nacional	24	11,9	Permite el control de tensión en la barra de 500 kV en la S/E Ancoa en demanda baja. Adicionalmente, permite el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
2	Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa.	-	-	ago-23	Inmediata	Nacional	24	3,8	Evita la sobrecarga de la línea 154 kV Hualpén - San Vicente, ante desconexión de la sección N°2 de la S/E Charrúa 220 kV. Adicionalmente, el reemplazo de los TT/CC permite el uso de las líneas acorde a su capacidad nominal.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
3	Ampliación S/E Rio Malleco e incorporación de Reactor 80 MVAR.			ago-23	Inmediata	Nacional	24	5,9	Evita problemas de regulación de tensión en zona sur en condición demanda baja y ampliación permite conexión de futura línea 2x220 kV Entre Ríos-Ciruelos.	Ampliación	Zona Charrúa - Chiloé
4	Nuevo reactor de 80 MVAR en la S/E Nueva Ancud			ago-23	Inmediata	Nacional	24	3,3	Evita problemas de regulación de tensión en zona sur en condición demanda baja.	Ampliación	Zona Charrúa - Chiloé

Tabla 1-3: Actualización de Proyectos de Transmisión Zonal presentados en propuesta de enero 2020.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
1	Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra	40	-	ago-23	Inmediata	Zonal	24	2,4	Evita sobrecarga de transformadores existentes en Tap-Off La Negra.	Ampliación	Zona Arica - Diego de Almagro
2	Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.	180	21	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,3	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Quinta.	Ampliación	Zona Quinta

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
3	Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores	250	8,3	ago-23	Inmediata	Zonal	24	3,0	Robustez y seguridad a Sistema Transmisión Zona Metropolitana.	Ampliación	Zona Metropolitana
4	Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Cachapoal.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
5	Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,6	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Fátima.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
6	Nuevo Transformador de 66/33-23 kV de 15 MVA en S/E Hualte.	10	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	1,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Hualte.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
7	Nuevo Transformador de 66/24-13,8 kV de 20 MVA en S/E Marchigue.	30	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	3,0	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Marchigue.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
8	Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael.	16		feb-23	Inmediata	Zonal	24	3,2	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E San Rafael	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
9	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II	30		feb-23	Inmediata	Zonal	24	3,2	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Santa Elvira.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
10	Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.	30		feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,4	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Talca.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
11	Nuevo Transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA en S/E Punta Cortés.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	20	4,9	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Punta de Cortés	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
12	Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 60/75 MVA en S/E Teno.	75		feb-23	Inmediata	Zonal	20	4,0	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Teno	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
13	Nuevo Transformador de 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue (2)	300		ago-23	Inmediata	Zonal	36	20,5	Permite incrementar la seguridad N-1 de la zona, junto con preservar la seguridad ante aperturas del sistema de 154 kV al norte de la S/E Itahue	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
14	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa (3)	60	4,6	ago-23	Inmediata	Zonal	24	1,0	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
	Aumento de Capacidad Línea 1x33 kV Quilmo – Lajuelas (3)	60	8,5	ago-23	Inmediata	Zonal				Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons. [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Comentario	Tipo de Obra	Zona
15	Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA	60	15,5	ago-23	Inmediata	Zonal	24	4,1	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
16	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado a 90 MVA	90	2	ago-23	Inmediata	Zonal	18	0,5	Evita sobrecarga tramo de línea existente	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
17	BB/CC en S/E Monterrico	-	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,6	Mejorar la regulación de tensión en la zona Alto Jahuel – Charrúa en época estival con alta demanda.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
18	Repotenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV y reemplazo BBCC en terciario de transformador N°1 en S/E Rancagua. Reutilización de los BBCC existentes en el terciario del Transformador N°1 154/69/13,8 kV 75/75/25 MVA de la S/E Parral. (4)	-	-	feb-23	Inmediata	Zonal	12	2,1	Por requerimiento de desarrollo de nuevos proyectos para la zona.	Ampliación	Zona Alto Jahuel - Charrúa
19	Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,7	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Los Lagos	Ampliación	Zona Charrúa - Chiloé
20	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	18	2,8	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Ancud.	Ampliación	Zona Charrúa - Chiloé
21	Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.	16	-	feb-23	Inmediata	Zonal	24	2,8	Evita sobrecarga de transformador existente en S/E Pid Pid.	Ampliación	Zona Charrúa - Chiloé

(1), (2), (4) Proyectos que presentaron actualizaciones debido a la recopilación de nuevos antecedentes.

(3) Estas Obras se presentan de manera conjunta con el objetivo de facilitar su llamado a Licitación.

Tabla 1-4: Recomendación de evaluación de la aplicación del Artículo N° 102° de la LGSE para obras no adjudicadas en Decreto Exento N°418/2017 y Decreto Exento N°293/2018.

N°	Obra y decreto de promulgación	Decreto de promulgación	VI Referencial miles USD	AVI Referencial miles USD	COMA referencial Miles USD	Plazo Constructivo - meses	Fecha estimada PES
1	Ampliación S/E La Esperanza (*)	Decreto Exento N°418/2017	-	228,4	36,2	18	Junio 2019
2	Ampliación S/E Nancagua (*)	Decreto Exento N°418/2017	-	202,7	32,2	18	Junio 2019
3	Ampliación S/E Paniahue (*)	Decreto Exento N°418/2017	-	251,6	39,9	18	Junio 2019

N°	Obra y decreto de promulgación	Decreto de promulgación	VI Referencial miles USD	AVI Referencial miles USD	COMA referencial Miles USD	Plazo Constructivo - meses	Fecha estimada PES
4	Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte	Decreto Exento N°418/2017	-	341,7	54,2	24	Diciembre 2019
5	Nueva S/E El Trébol (**)	Decreto Exento N°418/2017	-	1.142,2	181,2	28	Septiembre 2020
6	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, segmento Tap Rengo – Pelequén	Decreto Exento N°293/2018.	501,2	-	8,0	24	-
7	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	Decreto Exento N°293/2018.	485,0	-	7,7	24	-
8	Aumento de capacidad en S/E Piduco (*)	Decreto Exento N°293/2018.	1.653,9	-	26,4	18	-
9	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chacahuín – Linares (*)	Decreto Exento N°293/2018.	244,5	-	3,9	12	-
10	Aumento de capacidad en S/E El Monte (*)	Decreto Exento N°293/2018.	882,5	-	14,1	18	-
11	Aumento de capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo - Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	Decreto Exento N°293/2018.	1.103,0	-	17,6	24	-
12	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (*)	Decreto Exento N°293/2018.	1.036,7	-	16,5	18	-

(*) Obras necesarias y urgentes para el sistema que no pueden esperar un siguiente proceso de Licitación.

(**) Aumento de Capacidad S/E Perales permite dar solución a retraso en adjudicación de esta obra y puede ser ejecutada por el proceso de Planificación formal, razón por la cual se incluye en Tabla 1-1.

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento se desarrolla bajo el contexto del Proceso de Planificación de la Transmisión definido en el Artículo 91° de la LGSE, en particular lo referente a la propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión que el Coordinador Eléctrico Nacional debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE), considerando lo dispuesto en el Artículo 87° de la citada Ley. Por otra parte, la Resolución Exenta N° 45 del año 2018 en su numeral 6°, ha dispuesto lo siguiente: *“El Coordinador podrá actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión anual de la transmisión, dentro del plazo de 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión...”*, siendo este informe el cual cumple con la entrega de un informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2020, emitida por el Coordinador el día 22 de enero del presente año.

En concordancia con lo anterior, este documento incorpora antecedentes y análisis adicionales a la Propuesta de Expansión de Transmisión 2020 del Coordinador, con el objetivo de poder entregar una visión actualizada de las obras recomendadas, y dejar a disposición del Proceso de Planificación de la Transmisión, información relevante para ser considerada por la CNE al momento de desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2020.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, los análisis actualizados muestran la incorporación de dos nuevos proyectos en la Zona Norte, uno con el objetivo de aumentar la capacidad de transporte del tramo 500 kV de la línea Cardones – Polpaico, el segundo proyecto tiene por fin atender la calidad del servicio en frente a variaciones de demanda y condiciones de operación particulares de la S/E Lagunas 220 kV. Para la zona Quinta y Metropolitana, de forma excepcional se destaca la necesidad de realizar un proyecto específico, que corresponde al reemplazo de TT/CC en los paños K1 y K2 de la S/E Polpaico 500 kV. Para la zona comprendida entre Charrúa y Chiloé se incorporan dos nuevos proyectos. Un proyecto corresponde a mejorar la seguridad de abastecimiento de la zona del gran Concepción, mediante el tendido del segundo circuito de la línea 220 kV entre las subestaciones Charrúa y Lagunillas. El otro proyecto tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda de un sector de Talcahuano, mediante la incorporación de un nuevo transformador en la Subestación Perales.

También este documento muestra un análisis sistémico del impacto de los retrasos en el proceso de adjudicación de los proyectos de transmisión zonal definidos en el Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018).

Finalmente, es importante destacar que el Anexo 1 de este documento recopila e incorpora todas las actualizaciones respecto a ingenierías conceptuales y su impacto en la valorización de las obras propuestas por este Coordinador en enero de 2020, entregando con ello toda la información necesaria para que la CNE pueda juzgar su pertinencia y necesidad.

3 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS Y OBRAS RECOMENDADAS

3.1 ZONA NORTE

Los análisis desarrollados para esta zona toman como principal entrada la información de proyectos a marzo del 2020, en proceso de aprobación por Acceso Abierto y la actualización de información proporcionada por las empresas que operan el sistema de transmisión de esta zona.

3.1.1 ANÁLISIS PARA TRAMO 500 KV NUEVA MAITENCILLO - POLPAICO.

3.1.1.1 Antecedentes para el análisis.

3.1.1.1.1 Proyectos de generación para zona.

El sistema de 500 kV Cardones – Polpaico vuelve a ser analizado en este Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, específicamente el tramo 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico, debido a actualizaciones de información que generan ajustes a los resultados obtenidos en la simulación de la operación de largo plazo, observándose probabilidad de congestiones a partir del año 2020.

Si bien estas congestiones se verán aliviadas parcialmente con la entrada en operación de la futura línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, el presente análisis evalúa una solución de mediano plazo, que además mitigaría los efectos de un posible atraso en este proyecto.

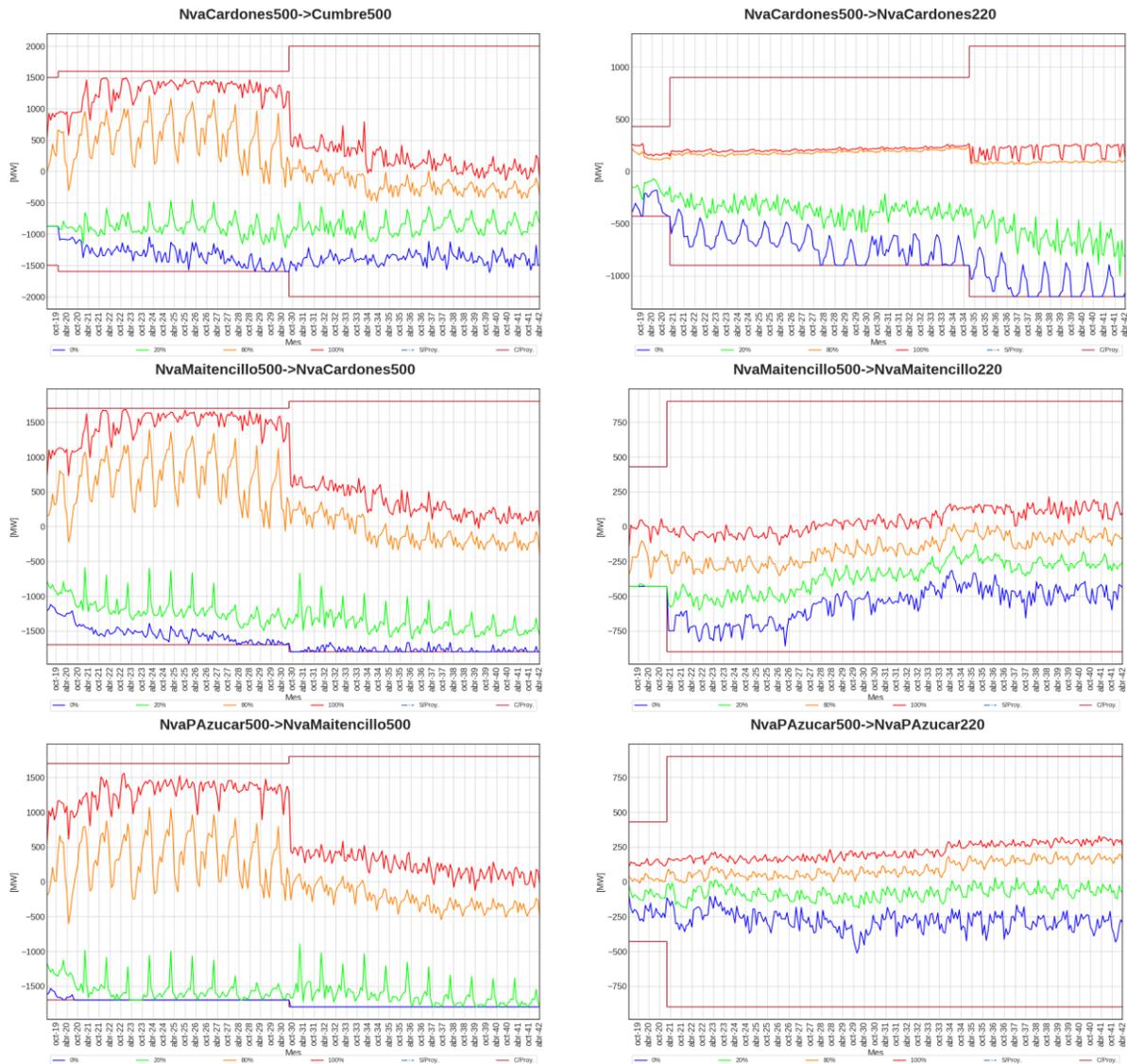
Lo anterior se realiza mediante el software de coordinación hidrotérmica PLP, considerando las observaciones realizadas al Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión del Proceso de Planificación de la Transmisión 2020 publicado en diciembre de 2019.

En particular, para este análisis se destacan correcciones en el corredor de 500 kV Los Changos – Cumbres, ante la entrada de las subestaciones Parinas y Likanantai y en el corredor de 220 kV entre Maitencillo y Pan de Azúcar, ante la entrada de la nueva línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar. En la Figura 3-1 se muestra el esquema de la zona.

Nombre Proyecto	Potencia MW	Punto de Conexión	Fecha PES
FV CAMPOS DEL SOL II	380	Illapa220	31-08-2022

3.1.1.1.2 Utilización esperada del Sistema de Transmisión Nacional

A continuación, se presentan los resultados de la utilización esperada de las líneas del Sistema de Transmisión Nacional que componen el corredor de 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico, considerando los antecedentes de la sección 3.1.1.1.



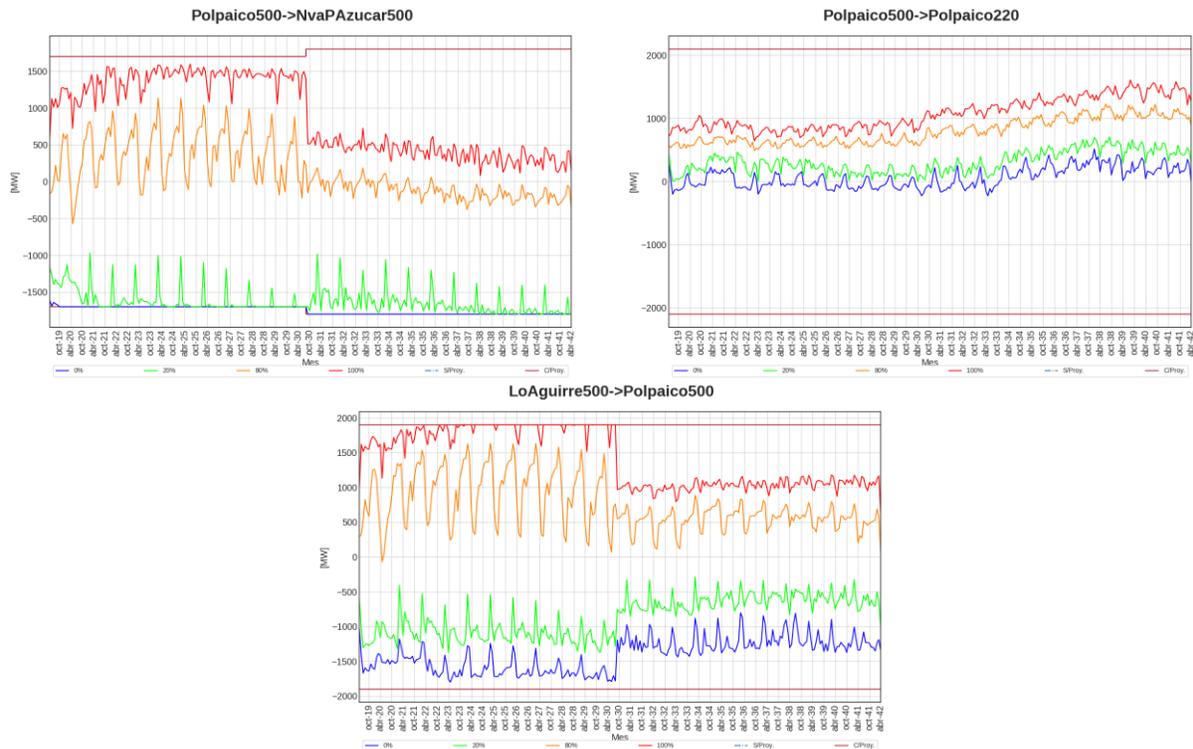


Figura 3-2. Uso esperado del corredor 500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico

A partir de la Figura 3-2, se puede destacar lo siguiente:

- Se identifica un uso intensivo del sistema de 500 kV, presentando congestiones en el tramo Nueva Maitencillo – Pan de Azúcar, y en mayor medida en Pan de Azúcar – Polpaico. Esto viene dado por los flujos provenientes del norte y las inyecciones de los sistemas de 220 kV principalmente en Nueva Maitencillo, en donde se presentan congestiones hasta la entrada en operación del segundo transformador para esta subestación, y en menor medida por las inyecciones en Nueva Pan de Azúcar.
- Se observa el efecto de la operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre en la reducción de los flujos por el corredor de 500 kV aliviando las congestiones más probables desde Nueva Maitencillo hacia Polpaico. Sin embargo, el efecto es acotado aun existiendo poco margen de operación para los flujos de norte a sur.

3.1.1.1.3 Análisis de ampliación de Capacidad Línea de Transmisión Nueva Maitencillo – Polpaico 500 kV

A raíz de las congestiones evidenciadas en las líneas 2x500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico, se analiza la propuesta de ISA Interchile para ampliar la capacidad de este corredor.

La propuesta y sus detalles se muestran en la Tabla 3-3 :

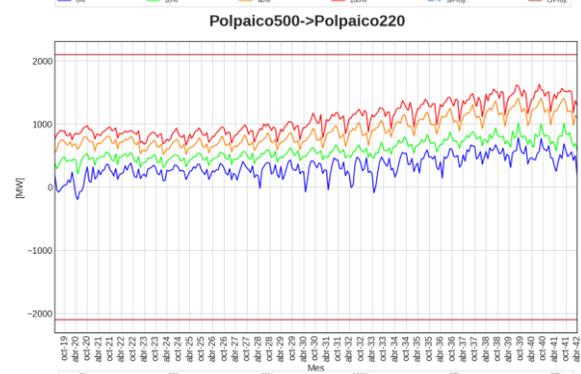
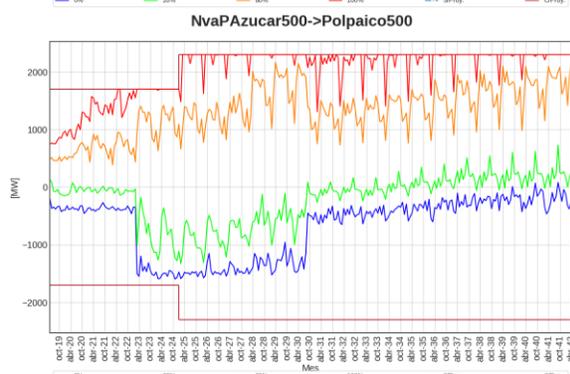
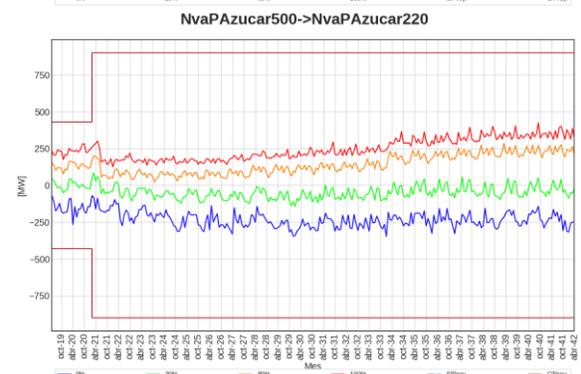
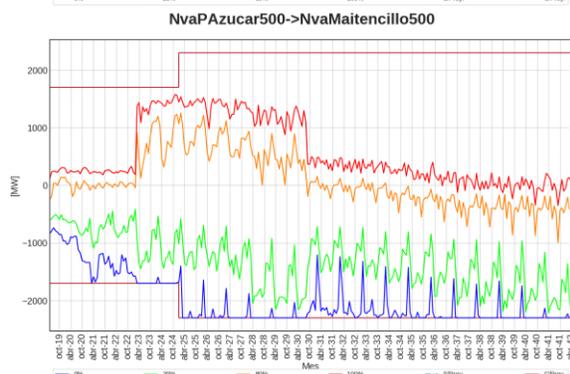
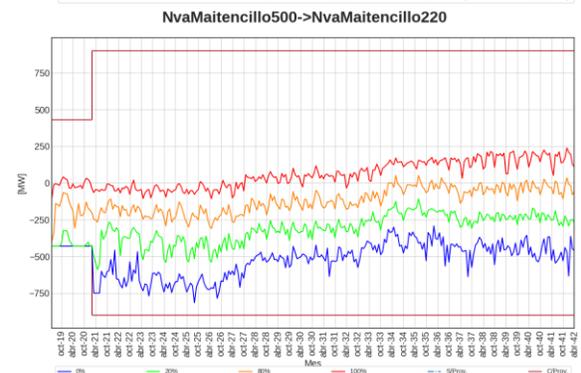
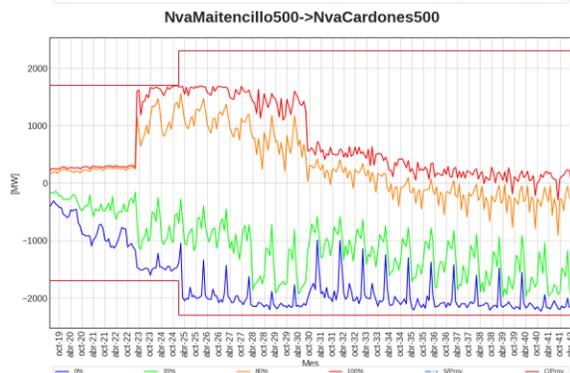
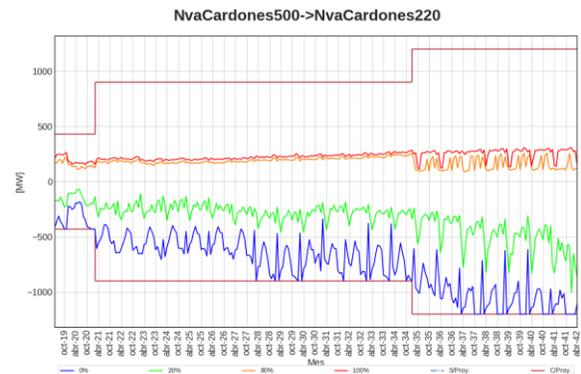
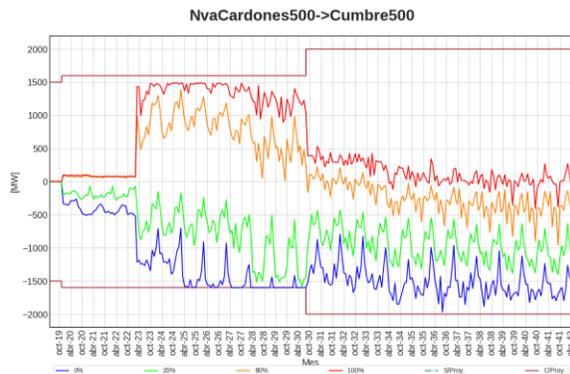
Tabla 3-3. Resumen Propuesta empresa ISA INTERCHILE

Nº	Descripción de la propuesta	Periodo constructivo [meses]	VI [MUSD]	Aumento de Capacidad [USD]
1	<ul style="list-style-type: none"> • Re tensionar línea de transmisión • Cambio de 6 BCS • Cambio de trampas de onda, TTCC's, desconectores. • Equipo FACTS en Polpaico 500 kV 	36	120	600
2	Sistema híbrido HVDC: <ul style="list-style-type: none"> • Re tensionar línea de transmisión híbrida • 500 kV AC ± 450 kV DC • 2 Estaciones Conversoras 	60	600 - 800	700
3	Sistema híbrido HVDC: <ul style="list-style-type: none"> • Re tensionar línea de transmisión híbrida • Cambio de aisladores • 500 kV AC ± 600 kV DC • 2 Estaciones Conversoras 	60	800 – 1000	1400

En vista que las congestiones observadas ocurren en el mediano plazo y se mantienen hasta la puesta en servicio del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, para este informe complementario a la propuesta de expansión de la transmisión 2020 realizada por el Coordinador, se evalúa la opción N° 1 de la propuesta descrita anteriormente, la cual tiene un menor plazo constructivo y provocaría un menor impacto en el sistema existente.

Las opciones N° 2 y N° 3 no se analizarán en esta oportunidad debido a que, en consideración a la información disponible proporcionada por ISA Interchile, en opinión de este Coordinador se produciría un detrimento de la seguridad de servicio del sistema de transmisión de 500 kV y del SEN. Por otro lado, las soluciones propuestas no incluyen estudios de análisis sistémicos ni de ingeniería más detallados que demuestren que el diseño propuesto cumple con la NTSyCS a un costo razonable y eficiente, lo cual es fundamental para un proyecto de estas características, más aún cuando se trata de tipo de proyecto que no ha sido implementado en ninguna parte en el mundo.

En la Figura 3-3 se aprecia el resultado de la propuesta realizado por la empresa ISA Interchile, correspondiente a la incorporación del aumento de capacidad en el corredor de 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico en el año 2025.



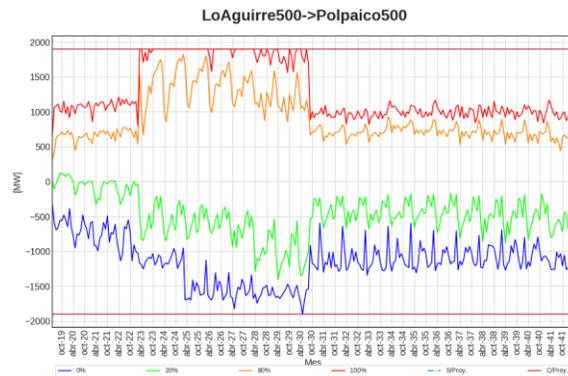


Figura 3-3. Uso esperado del corredor 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico considerando aumento de capacidad en corredor 500 kV Cardones Polpaico.

Se observa de la Figura 3-3 que al entrar en servicio esta obra, se alivian las congestiones y se aumentan las transferencias por el corredor de 500 kV, las cuales principalmente provienen desde el norte de la subestación Nueva Cardones.

3.1.1.1.4 Recomendación

De acuerdo a lo expuesto en la secciones 3.1.1.1 a 3.1.1.3, se determina que el proyecto de ampliación del corredor de 2x500 kV entre Nueva Maitencillo y Polpaico planteado por ISA Interchile (opción N° 1) permitiría aumentar la capacidad de este tramo y por ende se recomienda que sea estudiado y evaluado en mayor detalle como solución para el sistema en este Informe Complemento a la Propuesta de Expansión de la Transmisión de enero 2020 del Coordinador.

3.1.1.2 Solución para Aumento de Capacidad Tramo 2x500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico

Teniendo a la vista lo expuesto anteriormente el Coordinador recomienda la evaluación en detalle del proyecto Ampliación de Capacidad 2x500 Nueva Maitencillo – Polpaico en 600 MVA. Su materialización está sujeta a una evaluación en detalle de sus costos de inversión y a los resultados de los estudios sistémicos y de ingeniería estructural correspondientes, que permitirían disminuir los costos de operación del SEN, permitiendo mayores transferencias en este corredor el cual ya en el 2020 presenta algunas congestiones.

3.1.1.2.1 Proyecto Aumento de Capacidad Corredor 500 kV Nueva Maitencillo Polpaico.

La obra propuesta por ISA Interchile, que permitiría que la capacidad de transmisión de este corredor se amplíe de 1700 MVA a 2300 MVA, contempla las siguientes obras:

- Nuevo esquema de control de compensaciones serie (CCSS) existentes, conectadas a las líneas 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico y 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de

Azúcar, que permite cortocircuitar las compensaciones serie ante contingencias en uno de los circuitos.

- La instalación de compensación serie en base a electrónica de potencia en la Subestación Polpaico 500 kV, en cada circuito de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que permite simular la conexión de condensadores o reactores en serie en la línea sin afectar la frecuencia natural del sistema.
- Re-tensado de conductores de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar y 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. El re-tensado de conductores debe ser analizado en detalle, pues involucra un análisis estructural de las torres para verificar la viabilidad de realizar un re-tensado de conductor, dado que la mayoría del incremento de capacidad de transferencia de la línea se explica por esta medida.

En el siguiente diagrama unilineal (Figura 3.4) se muestran las configuraciones de las compensaciones serie en el corredor y en S/E Polpaico.

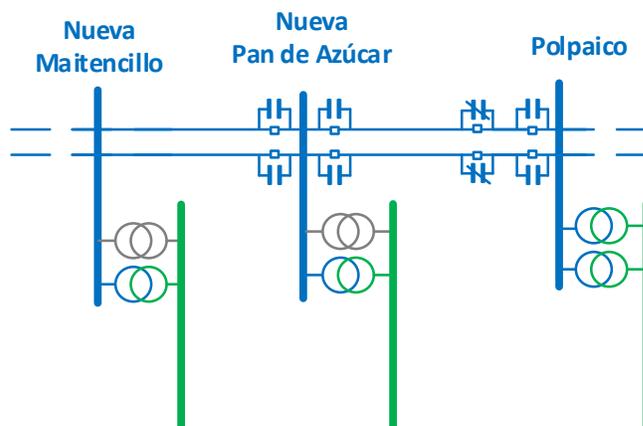


Figura 3.4 Diagrama Unilineal de obra propuesta

Cabe destacar que en la evaluación técnica se debe contemplar la madurez de la tecnología propuesta (proyectos de referencia de similares características y en operación), competitividad del mercado, así como también la verificación de la seguridad y calidad de suministro en base a los estudios estáticos y dinámicos correspondientes. Asimismo, es necesario evaluar en detalle los potenciales riesgos que involucran para el sistema la realización de trabajos de re-tensado de conductores, con líneas energizadas en un corredor que forma parte de la columna vertebral del sistema de transmisión nacional de 500 kV.

En relación con los costos de inversión, se deben evaluar en detalle tanto los costos de la tecnología propuesta como de otras tecnologías similares que cumplan el mismo objetivo de aumentar la capacidad de transmisión, a efectos de garantizar su incorporación al sistema a través de un proceso de licitación competitivo.

La valorización de la obra realizada por el Coordinador se muestra en la Tabla 3-4, junto al cronograma de construcción de la obra:

Tabla 3-4. Valorización Compensación Serie Corredor 500 kV Cardones – Polpaico.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	159.179
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	3.818
3	SUB TOTAL CONTRATO	162.996
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	4.072
5	COSTO TOTAL PROYECTO	167.068

Tabla 3-5. Cronograma de Proyecto Compensación Serie Corredor 500 kV Nueva Maitencillo – Polpaico

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						AÑO 3					
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■	■															
2	Ingeniería		■	■	■	■	■												
3	Permisos		■	■	■														
4	Suministros				■	■	■	■	■	■	■								
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■						
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación													■	■	■	■	■	■

A partir de lo anterior y de los beneficios en el costo de operación sistémico producto de la incorporación de esta obra de ampliación, los resultados de evaluación económica son los siguientes:

Tabla 3-6 Evaluación económica Ampliación de Capacidad 2x500 Nueva Maitencillo – Polpaico, Escenario 4
Repotenciamiento Línea 500 kV InterChile E4

Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2019	880.388	880.388	-	-	-
2020	1.087.328	1.087.328	-	-	-
2021	898.094	898.094	-	-	-
2022	874.243	874.243	-	-	-
2023	815.826	815.826	-	6.683	6.683
2024	849.973	849.973	-	53.462	53.462
2025	914.889	895.203	19.686	109.931	90.244
2026	1.070.732	1.042.298	28.434	3.007	25.427
2027	1.186.042	1.152.769	33.273	3.007	30.266
2028	1.142.566	1.100.542	42.023	3.007	39.016
2029	973.077	917.846	55.230	3.007	52.223
2030	1.057.028	1.005.165	51.864	3.007	48.857
2031	1.042.359	1.036.522	5.837	3.007	2.830
2032	1.099.256	1.095.802	3.454	3.007	446
2033	1.180.763	1.168.380	12.383	3.007	9.376
2034	925.018	916.905	8.113	3.007	5.106
2035	885.308	870.648	14.660	3.007	11.653
2036	769.278	756.628	12.651	3.007	9.643
2037	637.645	619.835	17.809	3.007	14.802
2038	453.603	435.830	17.773	3.007	14.765
2039	94.237	86.562	7.675	752	6.923
Valor Residual 2039			Agua Embalsada	COMA	
			16.130		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			179.802	135.145	44.657
VAN				\$ 44.657	

Es importante destacar que el escenario 4, incorpora el sesgo hidrológico en la etapa de Coordinación Hidrotérmica. Los costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento son referenciales a la PELP del Ministerio de Energía, así como también el plan de descarbonización de este escenario. El escenario 5 considera los supuestos anteriores, sin embargo, se diferencia del escenario 4, en que se considera una salida acelerada de ciertas centrales del plan de descarbonización, de acuerdo con lo informado por el Ministerio de Energía.

Tabla 3-7 Evaluación económica Ampliación de Capacidad 2x500 Nueva Maitencillo – Polpaico, Escenario 5
Repotenciamiento Línea 500 kV InterChile E5

Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	Ahorro Costos	VI y COMA	Beneficio
2019	882.791	882.791	-	-	-
2020	1.082.692	1.082.692	-	-	-
2021	927.587	927.587	-	-	-
2022	908.846	908.846	-	-	-
2023	857.173	857.173	-	6.683	6.683
2024	937.915	937.915	-	53.462	53.462
2025	1.023.857	996.922	26.935	109.931	82.996
2026	1.204.210	1.170.183	34.027	3.007	31.020
2027	921.988	891.383	30.605	3.007	27.598
2028	862.236	821.640	40.597	3.007	37.589
2029	752.031	710.611	41.420	3.007	38.413
2030	813.512	766.785	46.727	3.007	43.720
2031	635.799	631.602	4.197	3.007	1.190
2032	453.231	443.145	10.086	3.007	7.079
2033	414.503	403.412	11.090	3.007	8.083
2034	353.066	338.264	14.802	3.007	11.795
2035	413.990	390.233	23.757	3.007	20.750
2036	474.169	451.591	22.578	3.007	19.571
2037	451.891	426.231	25.661	3.007	22.653
2038	484.982	458.111	26.871	3.007	23.863
2039	123.654	116.510	7.144	752	6.392
Valor Residual 2039			Agua Embalsada	COMA	
			8.521		
			VP Ahorro	VP Inversión	VAN
Valores Presentes			190.831	135.145	55.685
VAN				\$ 55.685	

Finalmente, es importante destacar que la definición de esta propuesta requiere de un análisis de ingeniería básica del proyecto, en especial, debido al re-tensado de líneas existentes, que permita determinar todos los requerimientos para su implementación. Dichos estudios de ingeniería no fueron dispuestos para el análisis del Coordinador, como parte de la propuesta de ISA Interchile. Este análisis podría permitir la determinación con detalle, de las dificultades a enfrentar para su implementación y posibles costos adicionales de la propuesta.

Asimismo, el Coordinador no tuvo a la vista estudios eléctricos desarrollados por ISA Interchile, que le permitieran validar que efectivamente sea posible realizar una operación estable y segura de la instalación con transferencias de 2300 MW, los cuales también deben ser desarrollados para validar totalmente esta propuesta.

3.1.2 ANALISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS ZONA NORTE - ENTORNO S/E LAGUNAS

3.1.2.1 Antecedentes para el diagnóstico

Debido al desarrollo de nuevos proyectos cercanos a S/E Lagunas en los próximos cinco años, entre los que se cuentan los aumentos de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC), se hace necesario analizar el comportamiento del sistema de transmisión de la zona, considerando el crecimiento de demanda en la zona, el efecto de la descarbonización y el aumento de generación renovable. En el análisis descrito a continuación, se orienta a la determinación de requerimientos de reactivos.

Para el análisis, se considera las demandas de los proyectos indicados en la Tabla 3-8, además de la topología y antecedentes técnicos entregados por los Coordinados QB y CMDIC. Para la modelación de las nuevas demandas, se utiliza un valor de factor de potencia de 0,98, con la finalidad de evaluar escenarios de mayor exigencia. En la Figura 3-5 se puede observar la zona en estudio, considerando los nuevos proyectos delimitados en color rojo.

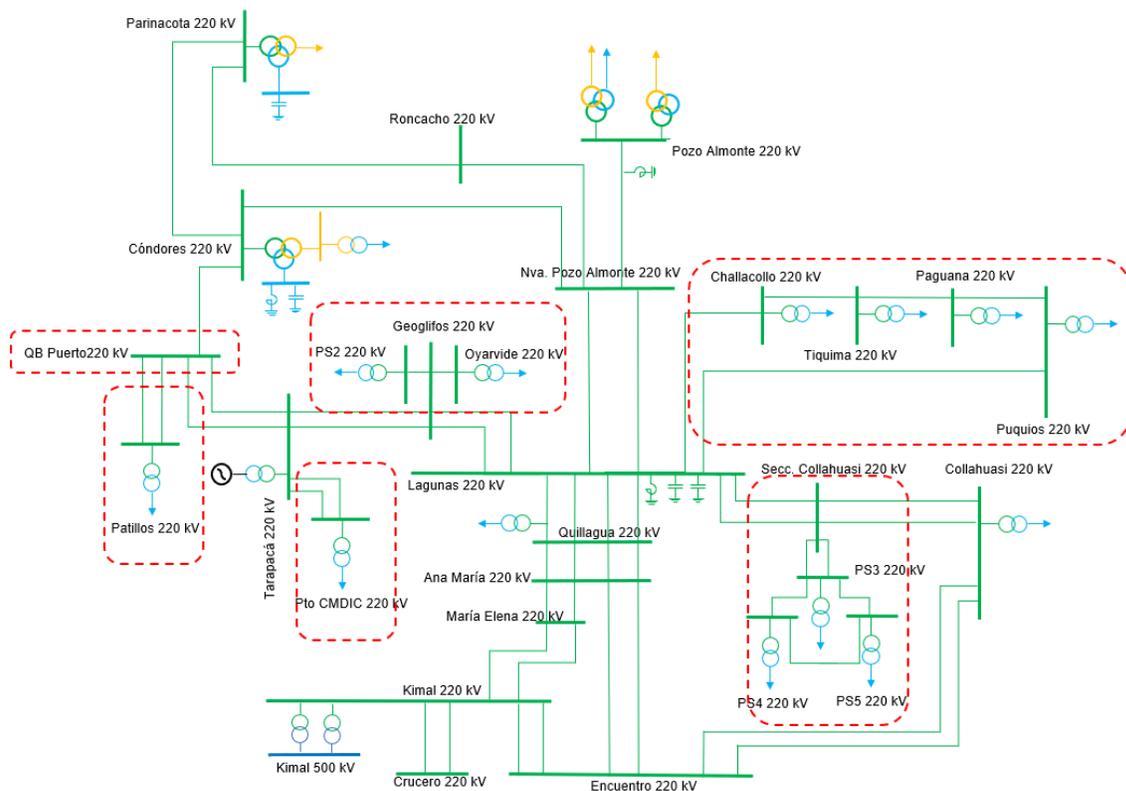


Figura 3-5. Entorno de S/E Lagunas en análisis.

Tabla 3-8. Proyecciones de demanda consideradas

Subestación	Demanda en MW para los Años	
	2023	2025
Patillos	25	15
Puerto CMDIC	0	45
Geoglifos	15	37
Challacollo	15	15
Tiquima	15	15
Paguana	15	15
Puquios	185	185
Seccionadora Collahuasi	0	66
Collahuasi	203	240

Para la evaluación de los cambios sobre el sistema de transmisión, se seleccionan dos años en los cuales se realizará el análisis:

- Año 2023: Considera en servicio sólo al proyecto de Quebrada Blanca
- Año 2025: Proyectos de Quebrada Blanca y Collahuasi en servicio.

A partir de las proyecciones de demanda y luego de la co-optimización generación-transmisión, se identifican escenarios de máxima y mínima transferencias en el sistema de transmisión que se conecta a S/E Lagunas, con la finalidad de evaluar los requerimientos de reactivos sobre el sistema de transmisión para condiciones de mayor exigencia, y sus efectos sobre las tensiones en la zona de estudio. Se seleccionan, además, escenarios de día y noche para demanda alta, con la finalidad de evaluar la variación de requerimientos de reactivos entre día y noche. Finalmente, los escenarios evaluados se presentan en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9. Escenarios considerados para el análisis.

Característica	Escenarios					
	2023			2025		
Escenario N°	1	2	3	4	5	6
Temporada	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno
Horario	Día	Noche	Noche	Día	Noche	Noche
Demanda SEN	Alta	Alta	Baja	Alta	Alta	Baja
Hidrología	Seca	Seca	Seca	Seca	Seca	Seca
Transferencia Lagunas-Encuentro	Baja	Alta	Alta	Baja	Alta	Alta

Se eligen contingencias N-1 en el sistema de transmisión cercano a la barra de S/E Lagunas, incluyendo el equipamiento de compensación reactiva en servicio en cada escenario. El listado de contingencias corresponde al siguiente:

- Salida de un circuito línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas o Lagunas - Geoglifos.
- Salida de un circuito línea 2x220 kV Lagunas – Collahuasi, o Lagunas – Seccionadora Collahuasi
- Salida de un circuito línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi.
- Salida de un circuito línea 2x220 kV Ana María-Lagunas, Frontera – Lagunas.
- Salida de circuito línea 220 kV Nueva Pozo Almonte – Cóndores
- Salida de circuito línea 220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota

- Salida de un circuito línea 220 kV Lagunas-Tap Off Nueva Victoria.
- Salida de un circuito línea 220 kV Lagunas-Quillagua.
- Salida de la línea 220 kV Lagunas – Challacollo
- Salida de la línea 220 kV Cóndores – Parinacota
- Desconexión del BBCC y/o BBRR en S/E Lagunas.
- Desconexión BBCC o BBRR de SS/EE Cóndores, Parinacota y Pozo Almonte.
- Desconexión de una sección de barras 220 kV de S/E Lagunas.
- Desconexión de una sección de barras 220 kV de S/E Collahuasi

3.1.2.2 Resultados del análisis de la condición base.

A partir de la evaluación de contingencias listadas anteriormente, se presentan en la Tabla 3-11 y Tabla 3-12 las tensiones en barra de mayor exigencia observados para los años 2023 y 2025, las que se clasifican de acuerdo al siguiente código de colores:

Tabla 3-10. Código de colores para distintos rangos de tensión

Rango tensión p.u.	Barras con tensión superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV]
[0,95 a 1,05]	Normal
[0,93 a 0,95] y [1,05 a 1,07]	Alerta
[0,9 a 0,93] y [1,07 a 1,1]	Emergencia
Fuera [0,9 a 1,1]	No cumple tensiones NT
-	Condición inviable

Tabla 3-11: Tensiones más exigentes de escenarios del año 2023.

Desconexión	Barras con tensión fuera de condición normal una vez aplicada la desconexión		
	Año 2023		
	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Línea 220 kV Lagunas-Challacollo	Challacollo 220 kV: 0,86 p.u. Tiquima 220kV: 0,861 p.u. Paguana 220kV: 0,862 p.u. Puquios 220 kV: 0,864 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,887 p.u. Tiquima 220kV: 0,888 p.u. Paguana 220kV: 0,889 p.u. Puquios 220 kV: 0,892 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,891 p.u. Tiquima 220kV: 0,892 p.u. Paguana 220kV: 0,893 p.u. Puquios 220 kV: 0,895 p.u.
Línea 220 kV Cóndores-Parinacota	Puquios 220 kV: 0,948 p.u.		
Reactor Cóndores 13.8 kV	Parinacota 220 kV: 1,051 p.u. Roncacho 220kV: 1,051 p.u.	-	Parinacota 220 kV: 1,06 p.u. Roncacho 220kV: 1,06 p.u.
Reactor Pozo Almonte 220 kV	-	-	Roncacho 220kV: 1,052 p.u.
Barra Lagunas	Condición inviable	Condición inviable	Condición inviable
Barra Collahuasi	Puquios 220 kV: 0,947 p.u.	-	-

Tabla 3-12: Tensiones más exigentes de escenarios del año 2025.

Barras con tensión fuera de condición normal una vez aplicada la desconexión			
Año 2025			
Desconexión	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6
Línea 220 kV Lagunas-Challacollo	Challacollo 220 kV: 0,889 p.u. Tiquima 220kV: 0,89 p.u. Paguana 220kV: 0,891 p.u. Puquios 220 kV: 0,894 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,87 p.u. Tiquima 220kV: 0,871 p.u. Paguana 220kV: 0,872 p.u. Puquios 220 kV: 0,874 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,91 p.u. Tiquima 220kV: 0,911 p.u. Paguana 220kV: 0,912 p.u. Puquios 220 kV: 0,913 p.u.
220 kV Encuentro-Collahuasi.C1		Puquios 220 kV: 0,946 p.u.	
220 kV Encuentro-Collahuasi.C2		Puquios 220 kV: 0,946 p.u.	
BBCC Lagunas 220 kV 60 MVAR		Tiquima 220 kV: 0,949 p.u. Paguana 220 kV: 0,946 p.u. Puquios 220 kV: 0,941 p.u.	-
Reactor Cóndores 13,8 kV	Parinacota 220 kV: 1,065 p.u. Roncacho 220kV: 1,065 p.u.		
Reactor Pozo Almonte 220 kV	Parinacota 220 kV: 1,055 p.u. Roncacho 220kV: 1,056 p.u.	-	-
Barra Lagunas	Condición inviable	Condición inviable	Condición inviable
Barra Collahuasi	Parinacota 220 kV: 1,057 p.u. Roncacho 220kV: 1,058 p.u.		Parinacota 220 kV: 1,051 p.u. Roncacho 220kV: 1,052 p.u.

Los casos indicados con la clasificación **Condición inviable**, corresponde a las contingencias en barra 220 kV BP1 de la S/E Lagunas, la que, debido a su impacto sobre el sistema de transmisión, no permite lograr una solución al problema.

La Figura 3-6 y la Figura 3-7, muestran los valores de tensión de barras del sistema, en la condición de mayor exigencia para los años 2023 y 2025, los que corresponden a los Escenarios 1 y 4. En las gráficas no se incluyen las barras de S/E Paguana 220 kV y S/E Tiquima 220 kV con la finalidad de simplificar la presentación de resultados, cuyas tensiones están en el rango de S/E Puquios y S/E Challacollo. En los gráficos, la línea segmentada de color azul (— · —), representa el caso base de inicio de la evaluación del escenario sin contingencia, mostrando los valores de tensión en diferentes puntos del sistema.

Tal como se observa en los resultados, para la contingencia de la Línea 220 kV Lagunas-Challacollo se produce una drástica caída de tensión en las barras de 220 kV de SS/EE Challacollo, Tiquima, Paguana y Puquios, las que quedan fuera de los límites de norma. De los resultados se observa que:

- En escenarios de día y baja transferencia del sistema de transmisión del corredor Encuentro-Lagunas, se observa una disminución de la cargabilidad del sistema de transmisión, requiriéndose compensación inductiva en SS/EE Cóndores, Pozo Almonte y Lagunas, para mantener las tensiones en Estado Normal.
- La situación indicada en el punto anterior, sumado a la compensación capacitiva que se requiere para levantar las tensiones en S/E Puquios, provoca que, ante desconexiones de la compensación

inductiva de la zona, las tensiones alcancen niveles de tensión en Estado de Alerta y Emergencia para algunas subestaciones.

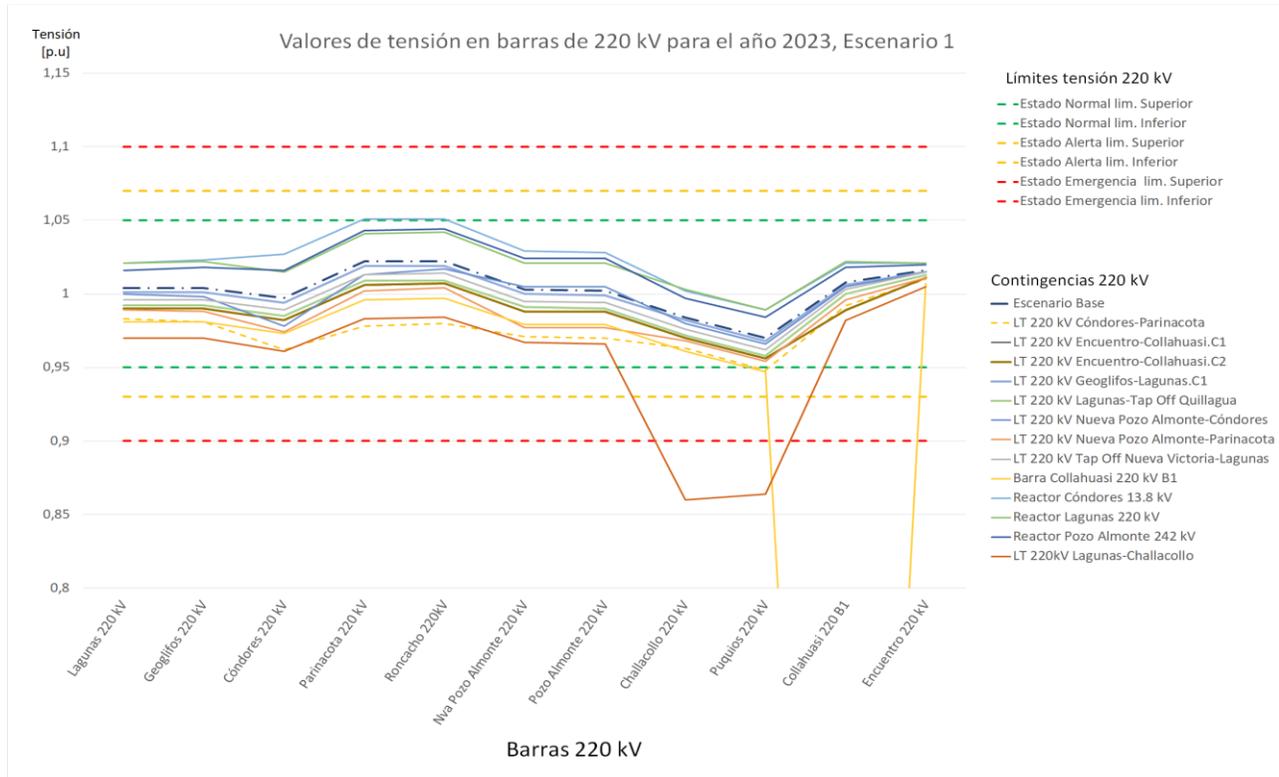


Figura 3-6. Tensiones de barra del Escenario 1 para condición base y contingencias.

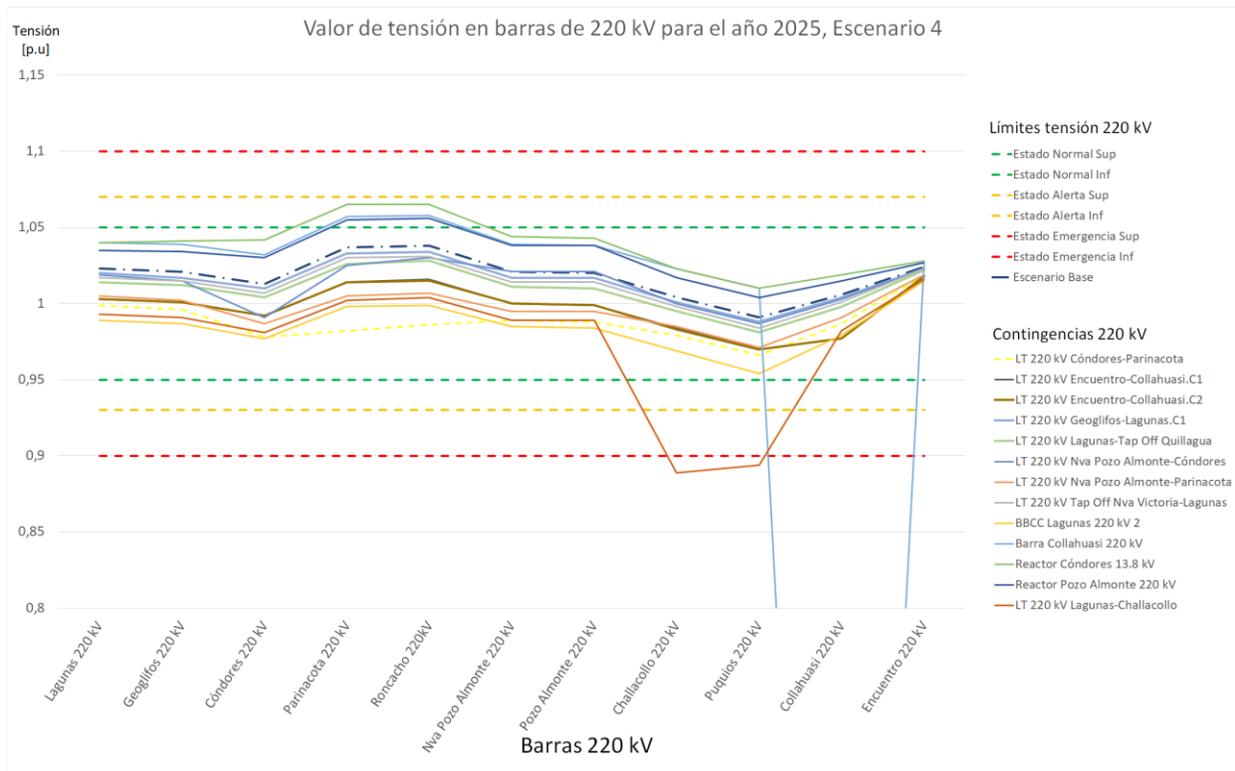


Figura 3-7. Tensiones de barra del Escenario 4 para condición base y contingencias.

3.1.2.3 Evaluación de soluciones de compensación de reactivos

A partir de los análisis realizados en el escenario base, se evalúan diferentes soluciones para mantener las tensiones en Estado de Alerta, después de aplicada una contingencia. Teniendo como antecedente lo siguiente:

- Incluir sólo compensación desde S/E Lagunas para subsanar los problemas de tensión en S/E Challacollo, provoca sobretensión en otros puntos del sistema, por esta razón, se busca abastecer los requerimientos de reactivos en forma local.
- Se busca una compensación dinámica de reactivos que permita ajustar de manera más precisa la variación de reactivos entre día y noche, y que permita mantener la tensión en al menos Estado de Alerta una vez aplicada las contingencias definidas.

De acuerdo con lo anterior, se evalúan las siguientes soluciones:

- Incluir un SVC en SE Lagunas de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, junto con un BBCC en SE Puquios de 50 MVAR.
- Incluir un SVC en SE Lagunas de 60 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, junto con un BBCC en SE Puquios de 50 MVAR.

El resultado de la evaluación de estos equipos, se muestran en las Tabla 3-13, Tabla 3-14 y Tabla 3-15

Tabla 3-13.: Año 2023, evaluación de SVC 30 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo en S/E Lagunas y BBCC 50 MVAR en S/E Puquios.

Evaluación SVC Lagunas (30 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo) y BBCC Puquios 50 MVAR			
Desconexión	Escenario N°1	Escenario N°2	Escenario N°3
Reactor Cóndores 13,8 kV	Parinacota 220 kV: 1,066 p.u. Roncacho 220kV: 1,065 p.u.		Parinacota 220 kV: 1,055 p.u. Roncacho 220kV: 1,056 p.u.
Reactor Pozo Almonte 220 kV	Parinacota 220 kV: 1,058 p.u. Roncacho 220kV: 1,058 p.u.		
Reactor Lagunas 220 kV	Parinacota 220 kV: 1,056 p.u. Roncacho 220kV: 1,056 p.u.		
LT 220 kV Lagunas-Challacollo	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,948 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,947 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,947 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.

Tabla 3-14.: Año 2023, evaluación de SVC 60 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo en S/E Lagunas y BBCC 50 MVAR en S/E Puquios.

Año 2023			
Evaluación SVC Lagunas (60 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo) y BBCC Puquios 50 MVAR			
Desconexión	Escenario N°1	Escenario N°2	Escenario N°3
LT 220 kV Lagunas-Challacollo	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,948 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,947 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,947 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.

Tabla 3-15.: Año 2023, evaluación de SVC 30 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo en S/E Lagunas y BBCC 50 MVAR en S/E Puquios.

Año 2025			
Evaluación SVC S/E Lagunas (30 MVAR inductivo a 100 MVAR capacitivo) y BBCC S/E Puquios 50 MVAR.			
Desconexión	Escenario N°4	Escenario N°5	Escenario N°6

Año 2025			
Barra Collahuasi 220 kV	Parinacota 220 kV: 1,059 p.u. Roncacho 220kV: 1,059 p.u.		Las tensiones se mantienen en Estado Normal
LT 220 kV Lagunas-Challacollo	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,947 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	Challacollo 220 kV: 0,947 p.u. Tiquima 220 kV: 0,948 p.u. Paguana 220 kV: 0,948 p.u.	
Reactor Pozo Almonte 220 kV	Parinacota 220 kV: 1,059 p.u. Roncacho 220kV: 1,059 p.u.		

Se realiza la evaluación de dos capacidades de compensación inductiva del SVC para el año 2023, ya que las tensiones para escenarios de alta generación solar y bajas transferencias entre S/E Encuentro y S/E Lagunas, presentan valores de tensión cercanos a Estado de Emergencia. En el caso del año 2025, sólo se evalúa el SVC de menor capacidad, ya que los requerimientos de reactivos de tipo inductivo disminuyen con el aumento de demanda en la zona, debido a los proyectos de Quebrada Blanca y Collahuasi en servicio.

La Figura 3-8 y la Figura 3-9 muestran los valores de tensión de barras del sistema de mayor exigencia para el año 2023, con las dos opciones de SVC conectados en S/E Lagunas. En la Figura 3-10, se muestra las tensiones de barra del sistema para el caso de mayor exigencia del año 2025, con la opción de solución del SVC de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo.

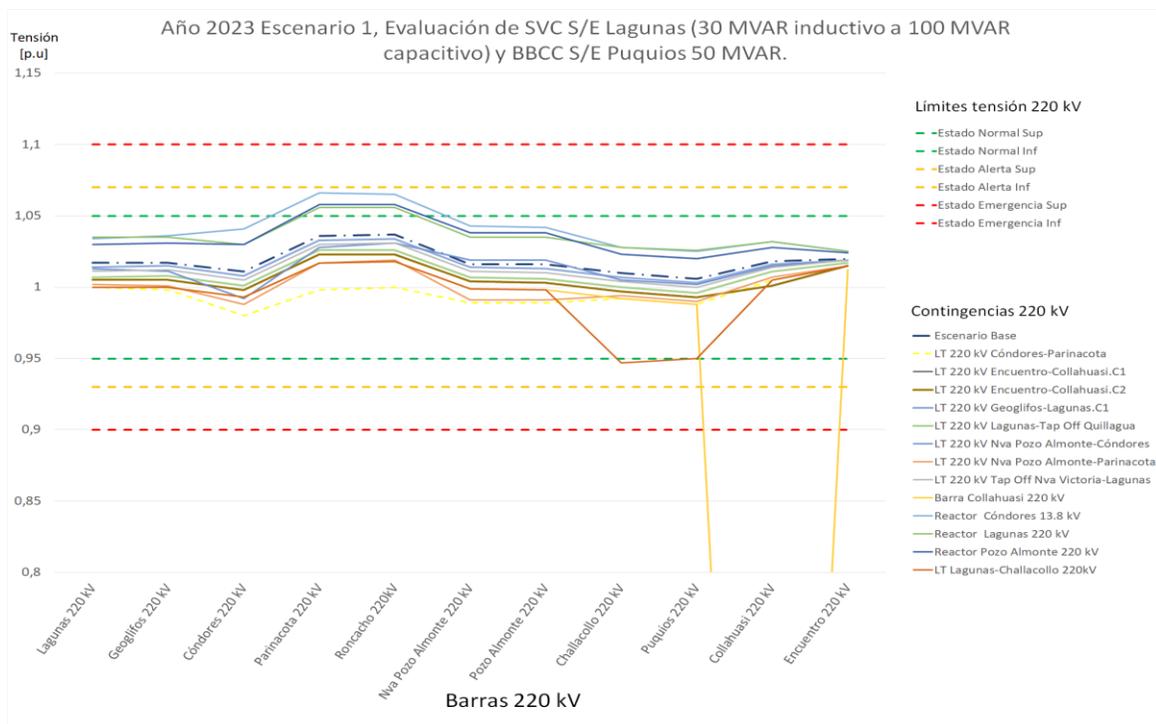


Figura 3-8.: Año 2023 Escenario 1, SVC S/E Lagunas 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo.

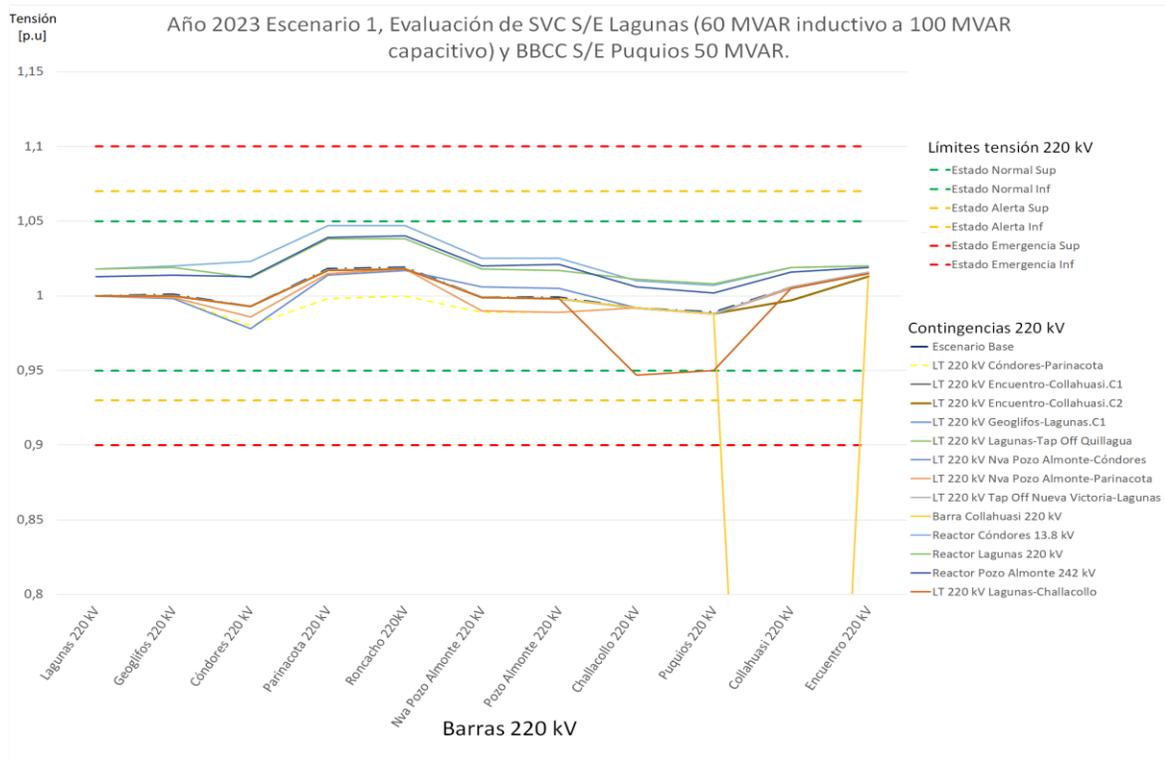


Figura 3-9.: Año 2023 Escenario 1, SVC S/E Lagunas 60 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo.

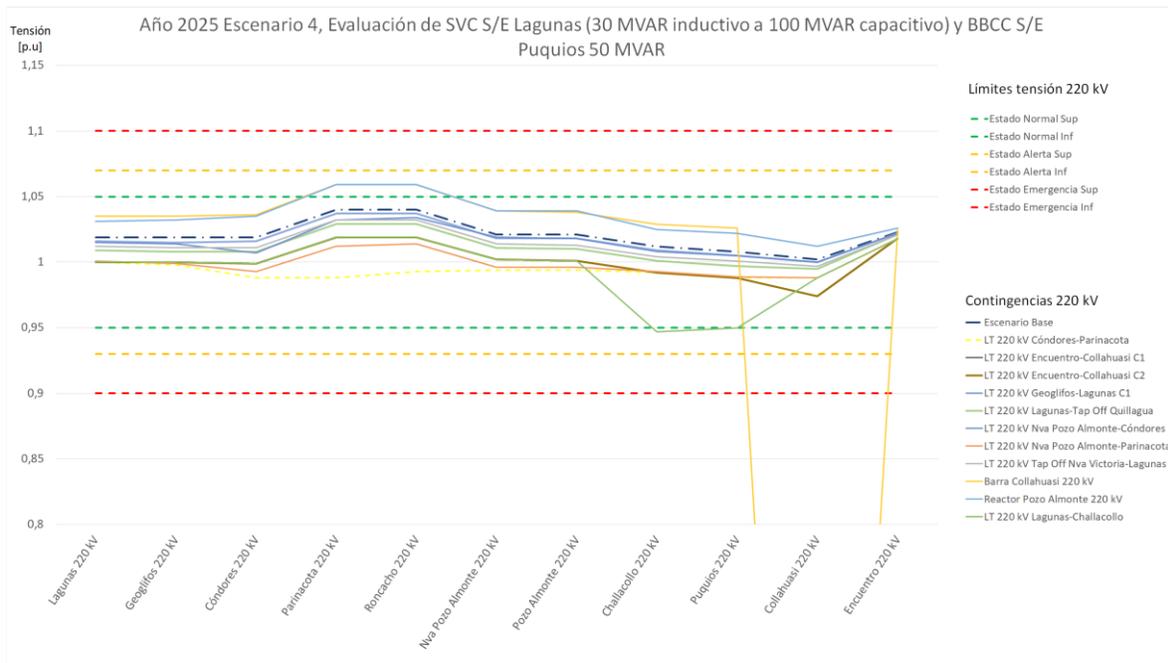


Figura 3-10.: Año 2025 Escenario 4, SVC S/E Lagunas 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo

3.1.2.4 Recomendación y comentarios generales

De acuerdo con los resultados obtenidos de la evaluación, se recomienda:

- La instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo.
- La conexión de cada uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi, a secciones de barra diferentes de las SS/EE Lagunas y Collahuasi, tal que ante falla en alguna de las barras de las subestaciones indicadas anteriormente, no provoque la desconexión de ambos circuitos

Comentarios generales:

- La falla de mayor severidad en la Línea 220 kV Lagunas-Challacollo, requiere la localización de un BBCC que consideren el lugar óptimo que maximice la contribución de reactivos sin perjudicar los niveles de tensión en otras zonas del sistema de transmisión.
- Ante la conexión de generación renovable solar al norte de S/E Lagunas, se pueden observar que durante el día las líneas bajan su carga y provocan un efecto capacitivo que requiere poner en servicio compensación inductiva. En la noche, sin generación solar, esta condición puede variar a líneas inductivas, que requieran compensación capacitiva para mantener la tensión dentro de valores de norma.
- La falla en barra 220 kV BP1 de S/E Lagunas es una condición severa para el sistema de transmisión de la zona norte, debido a que la mayoría de paños se encuentran conectados a esta sección de barra y su desconexión provoca el aumento de la cargabilidad de las líneas que se mantienen conectadas a la barra sana, aumentando los requerimientos de reactivos en dicho punto, la pérdida de la compensación conectada en la barra en falla y la desconexión del doble circuito de la línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi, lo que produce una caída de tensión que puede provocar la desconexión de los consumos conectados a S/E Lagunas, y otros procesos mineros debido a su sensibilidad ante variaciones de tensión..

3.1.2.5 Solución para requerimientos de reactivos zona Norte -entorno S/E Lagunas.

De acuerdo a lo indicado en la sección 3.1.1.1.4, se recomienda como solución el proyecto de instalación de un SVC en S/E Lagunas 220 kV con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo.

3.1.2.5.1 Proyecto Nuevo SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo – 220 kV.

La Subestación Lagunas 220 kV se encuentra ubicada la comuna de Pozo Almonte, al sur de la reserva nacional Pampa del Tamarugal, la cual pertenece a la Primera Región de Atacama comuna de Pozo Almonte.



Figura 3-11. Vista área S/E Lagunas 220 kV

La Subestación Lagunas 220 kV es una subestación de enlace del norte grande del país. Esta subestación conecta a los consumos regulados y libres de las zonas de Iquique y Tarapacá, así como también apoya al suministro de la zona de Arica, a través de la S/E Pozo Almonte 220/110 kV. Esta instalación conecta con la subestación Encuentro 220 kV, formando parte de la red vertebral de transporte del norte grande. La configuración de la Subestación Lagunas 220 kV corresponde a doble barra principal más barra de transferencia y a junio de 2020, cuenta con 11 posiciones activas.

La siguiente figura muestra el esquema general de la S/E Lagunas.

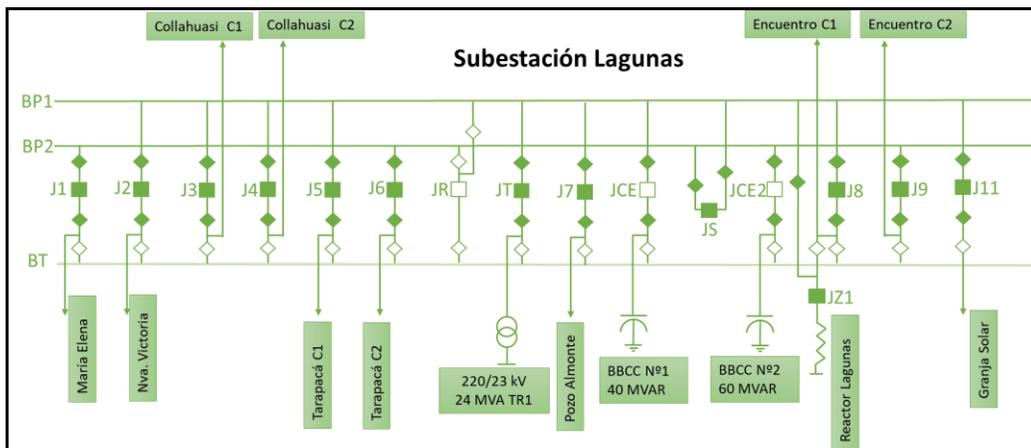


Figura 3-12. Esquema general S/E Lagunas 220 kV

De acuerdo con los resultados de los análisis desarrollados en la sección 3.1.2 y con el objetivo de mantener la calidad del servicio en el entorno y zona de influencia de la S/E Lagunas, frente a distintas variaciones de escalones de demanda y condiciones de operación normal y de contingencia, se considera pertinente la inclusión de este proyecto.

De esta manera y con el objetivo de dar solución a lo planteado anteriormente, se propone la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, en conjunto con las adecuaciones correspondientes. La Tabla 3-16 muestra la valorización de este proyecto.

Tabla 3-16. Valorización de Proyecto Nuevo SVC de 30 MVAR -/ 100 MVAR + para S/E Lagunas 200 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	11.889
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	2.023
3	SUB TOTAL CONTRATO	13.921
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.367
5	COSTO TOTAL PROYECTO	16.288

Se estima un periodo de construcción de 30 meses para este proyecto.

Tabla 3-17. Cronograma de Proyecto Nuevo SVC de 30 MVAR -/ 100 MVAR + para S/E Lagunas 200 kV

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						AÑO 3						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■	■																
2	Ingeniería		■	■	■	■	■	■	■											
3	Permisos		■	■	■															
4	Suministros				■	■	■	■	■	■	■	■								
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación																■	■		

3.1.3 SECCIONAMIENTO NUEVA LÍNEA 2X220 KV NUEVA MAITENCILLO – PUNTA COLORADA EN S/E DON HÉCTOR

Este proyecto fue incluido por el Coordinador en su Propuesta de Expansión de la Transmisión 2019 y fue validado por la evaluación de la CNE, por lo cual fue incorporado en su Plan de Expansión de Transmisión 2019, presentado en el Informe Técnico Final, mediante Resolución Exenta N° 70 del 4 de marzo de 2020. No obstante, este proyecto fue postergado debido a que el Panel de Expertos acogió la discrepancia presentada por una empresa minera.

El proyecto para incorporar en esta sección consiste en el seccionamiento de la futura línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada, en la S/E Don Héctor, en conjunto con una medida operacional que consiste en operar la línea 2x220 kV Don Héctor – Punta Colorada – Pan de Azúcar, de modo tal que esta no se interconecte con la S/E Punta Colorada. La Figura 3-13 presenta un diagrama unilineal del proyecto para su comprensión.

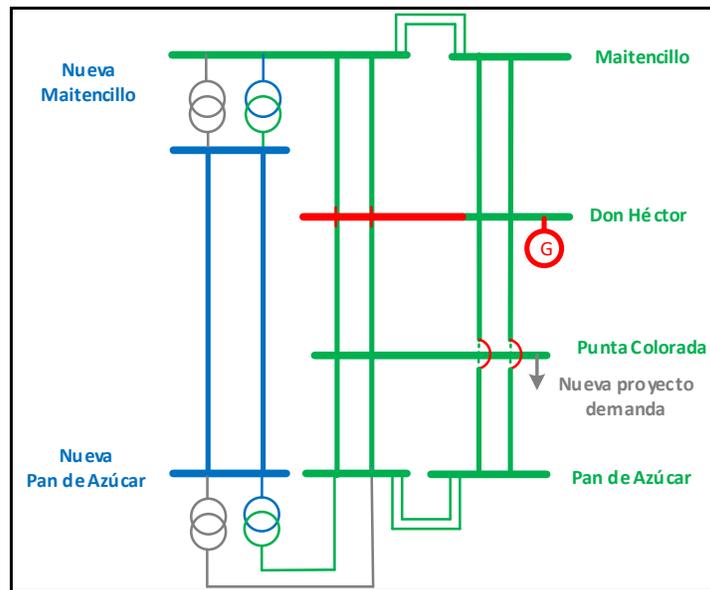


Figura 3-13. Diagrama seccionamiento 2x220 kV L. Nueva Maitencillo – Punta Colorada en S/E Don Héctor.

La motivación para el desarrollo de este proyecto obedece al creciente interés de desarrolladores de proyectos por conectarse en las cercanías de la S/E Don Héctor. Esta subestación se encuentra actualmente en operación, y secciona la línea 2x220 kV Maitencillo – Punta Colorada, propiedad de Transelec, la cual posee una capacidad de transporte de 197 MVA a 25°C con presencia de sol.

En esta subestación se conectan los proyectos El Romero de 196 MW y el proyecto El Pelicano (100 MW), totalizando cerca de 300 MW de generación fotovoltaica. A su vez, a través del Departamento de Acceso Abierto (DAA) del Coordinador, se han recibido solicitudes de conexión para la S/E Don Héctor y su entorno equivalente a 180 MW, entre las que destaca el proyecto La Huella con 84 MW de inyección y que hoy ya se encuentra con fecha de interconexión para octubre del 2020, de acuerdo con lo indicado por la Resolución Exenta N°101/2020. Por ende, este proyecto busca proporcionar holgura a esta parte del sistema de transmisión.

Por lo expuesto anteriormente, debido al interés en la zona para el desarrollo de proyectos de energías renovables, sumado a lo indicado por H. Panel de Expertos en su dictamen sobre las discrepancias del Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión 2019, referidas particularmente al proyecto “Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo-Punta Colorada”, donde reconoce los beneficios de la obra y recomienda la postergación de un año para ésta, este Coordinador propone nuevamente el desarrollo de este proyecto.

El valor de inversión estimado para este proyecto bordea los 9 MMUSD, cuyo detalle se presenta en la Tabla 3-18. Por su parte, el plazo constructivo se estima en 24 meses.

Tabla 3-18: Valorización proyecto Seccionamiento en S/E Don Héctor.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	6.884

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	895
3	SUB TOTAL CONTRATO	7.779
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	1.177
5	COSTO TOTAL PROYECTO	8.946

3.2 ZONA METROPOLITANA Y QUINTA

En la presente sección se resume los análisis de la Región Metropolitana y Quinta Región, los cuales consideran la información proporcionada por las empresas que operan el sistema de transmisión de esta zona. En esta sección también se incluye un análisis de los posibles efectos en el sistema de transmisión, de los retrasos en los procesos de adjudicación, asociados a los proyectos del Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018)

3.2.1 ANALISIS NUEVA SUBESTACIÓN SECCIONADORA QUILLAY 220 KV Y CIERRE DE ANILLO POLPAICO – LOS ALMENDROS 220KV.

3.2.1.1 Antecedentes para el análisis.

A continuación, se analiza la posibilidad de completar el anillo 220 kV que rodea a la Región Metropolitana, a partir de una propuesta realizada por la empresa Anglo American durante el segundo trimestre del año 2020.

El Coordinador considera pertinente el análisis de la propuesta de esta empresa, la cual consiste en mejorar la robustez del suministro al anillo 110 kV de Santiago, a través de una nueva línea 220 kV con inicio en S/E Polpaico y termino en la nueva subestación Quillay 220 kV (que reemplaza a la S/E Ermita), lo cual permite el cierre del anillo 220 kV de la zona Metropolitana.

A continuación, la Figura 3-14 muestra el esquema con la configuración actual de la zona de Santiago, incluyendo las instalaciones dedicadas que serían intervenidas por la propuesta en análisis.

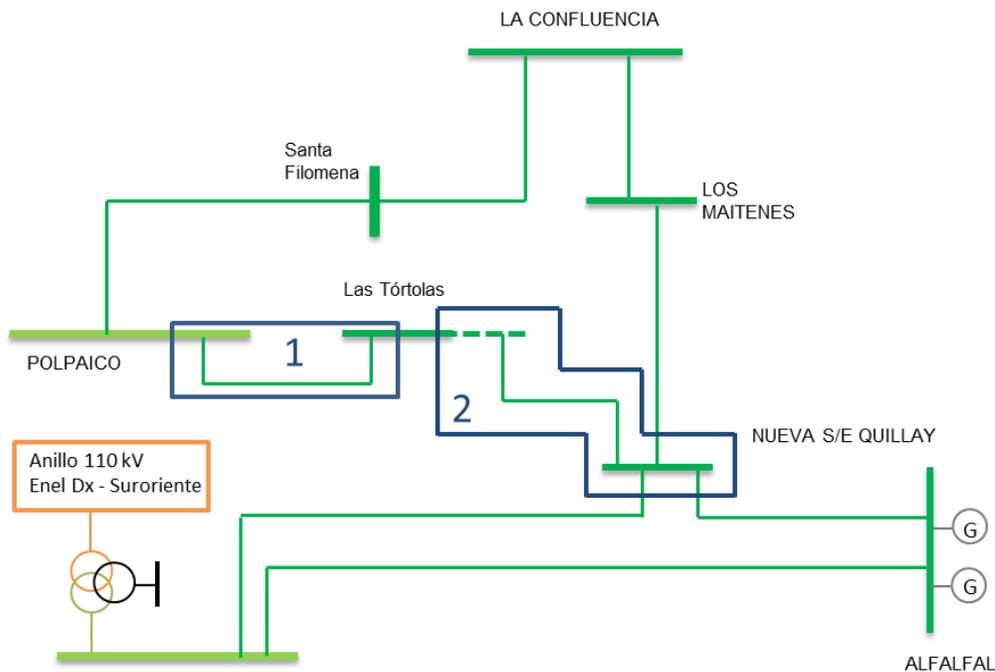


Figura 3-15. Diagrama de propuesta realizada por Anglo American S.A. a la CNE en el marco del proceso de Expansión 2020.

En la Figura 3-15 se puede observar la propuesta realizada por Anglo American S.A., la cual consiste en lo siguiente:

1. Refuerzo a conductor HTLS (conductor de alta temperatura – flecha reducida) del circuito 220 kV entre SS/EE Polpaico y Las Tórtolas.
2. Ampliación S/E Las Tórtolas más la construcción de la nueva S/E Quillay 220 kV (emplazada en actual S/E La Ermita), más una nueva línea en conductor HTLS entre estas dos subestaciones. Se deben considerar todas las obras adicionales de conexión para estas dos instalaciones tanto en S/E Las Tórtolas (nueva posición 220 kV), en nueva S/E Quillay todo lo necesario para el seccionamiento de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV EL Alfalfal – Los Almendros.

En función de los antecedentes presentados, el Coordinador considera una puesta en servicio para esta obra para fines del 2024. Por ende, se realiza simulaciones para escenarios verano día e invierno noche, correspondientes a los puntos de mayor demanda del anillo 110 kV que alimenta a los consumos de Santiago, para el año 2025. A continuación, los resultados obtenidos del análisis:

3.2.1.2 Resultados del análisis y comentarios generales.

Las siguientes tablas muestran los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/AT y líneas de la zona de Santiago.

Tabla 3-19. Cargabilidad Transformadores AT/AT zona Metropolitana. Nueva S/E Quillay y Cierre anillo 220 kV zona Metropolitana.

Transformadores AT/AT Anillo Santiago	Operación Normal		Falla Los Almendros 220/110 kV	
	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche
	2025	2025		
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300 MVA T1	85%	79%	94%	87%
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300 MVAT2	85%	79%	94%	87%
Cerro Navia 220/110/13,2 kV 300MVA T1	85%	79%	94%	87%
El Salto 220/110/13,2 kV 300 MVA T1	52%	58%	71%	75%
El Salto 220/110/13,2 kV 300 MVA T2	52%	58%	71%	75%
Chena 220/110/13,8 kV 300 MVAT1	90%	84%	99%	93%
Chena 220/110/13,8 kV 300 MVAT2	89%	84%	99%	93%
Los Almendros 220/110/	120%	108%	0%	0%

Tabla 3-20. Cargabilidad Líneas zona Metropolitana. Nueva S/E Quillay y Cierre anillo 220 kV zona Metropolitana.

Líneas Zona Metropolitana	Operación Normal		Falla Los Almendros 220/110 kV	
	Verano Día	Invierno Noche	Verano Día	Invierno Noche
	2025	2025		
Polpaico–Las Tórtolas 220 kV Cto.1	24%	32%	28%	8%
Las Tórtolas–Quillay 220 kV Cto1	7%	11%	36%	22%
Quillay - Los Almendros 220 kV Cto.1	36%	27%	20%	16%
EL Alfalfa-Los Almendros 220 kV Cto.2	33%	30%	21%	11%
Los Almendros–Alto Jahuel 220 kV Cto 1	45%	37%	11%	6%
Los Almendros–Alto Jahuel 220 kV Cto 2	45%	37%	11%	6%

De los resultados de la Tabla 3-19 y Tabla 3-20, se observa una baja cargabilidad de las nuevas líneas 220 kV presentadas por Anglo American, que permiten el cierre del anillo 220 kV de la zona de Santiago.

Para el caso de la contingencia realizada, que consiste en la salida del transformador 220/110 kV de la S/E Los Almendros, no se aprecia una alta utilización de las nuevas líneas propuestas por Anglo American S.A. En base a los resultados, debido a la baja utilización de las líneas propuestas, no se recomienda este proyecto para este proceso de complemento al Plan de Expansión de Transmisión de enero de 2020.

Se considerará un nuevo análisis de este proyecto, en el marco de la propuesta de expansión del sistema de transmisión 2021 del Coordinador.

3.2.2 ANÁLISIS FRENTE A NUEVOS BLOQUES DE DEMANDA EN EL CORTO PLAZO PARA EL ANILLO DE SANTIAGO 110 KV DEBIDO A ELECTROMOVILIDAD.

3.2.2.1 Antecedentes para el diagnóstico

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas EPA S.A. y Enel Distribución S.A en el último trimestre del 2019, debido a una solicitud de la Superintendencia de Electricidad y Combustible

(SEC) mediante Oficio N°11163 de junio de 2019, estas empresas deben realizar una adecuación de sus redes de distribución, con el objetivo de atender los requerimientos energéticos asociados a los buses eléctricos de la licitación del transporte público, en desarrollo por el Ministerio de Transporte.

La solicitud de la SEC implica transformaciones en la red de distribución de algunos sectores de la ciudad de Santiago, estas transformaciones pueden ocasionar también adecuaciones en la red de transmisión zonal. Es así, como la empresa EPA S.A gestionó las modificaciones en su red de transmisión zonal haciendo uso del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Mediante este mecanismo, la Comisión Nacional de Energía aprobó mediante Resolución Exenta N° 826 de diciembre de 2019 un conjunto de obras de transmisión zonal para dar cabida al bloque inicial de 31 MW para el 2021 y 20 MW para el 2023 en las redes eléctricas del suroriente de Santiago. Las obras más destacadas de la Resolución N°826 de diciembre de 2019 son: ampliación de capacidad para subestaciones La Pintana y Costanera, refuerzo de línea 110 kV Tap Las Vizcachas a Costanera y nueva subestación Bajos de Mena y nueva línea 110 kV Costanera-Nueva S/E Bajos de Mena.

Por su parte Enel Distribución debe gestionar la incorporación de un bloque estimado en 125 MW asociada a Electro movilidad, distribuido en nueve subestaciones del anillo 110 kV de Santiago. En la Figura 3-16 se muestra esquema con la ubicación referencial de los bloques de demanda eléctrica asociadas a electro movilidad en las líneas de transmisión zonal del Gran Santiago.

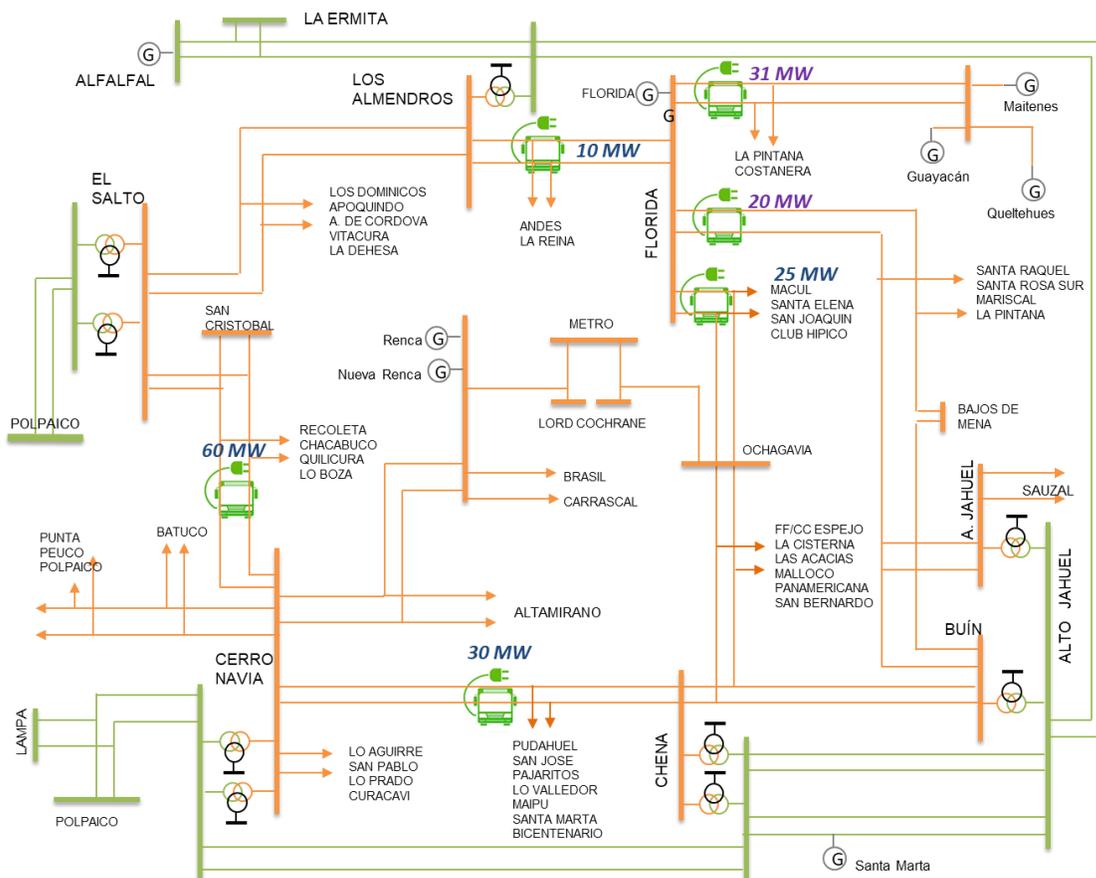


Figura 3-16. Diagrama de ubicación referencial de bloques de demanda equivalentes a 175 MW originados por requerimientos de electro movilidad Zona Gran Santiago.

Se debe señalar que como resultado de la licitación que lleva adelante el Ministerio de Transportes, se espera la renovación de un universo cercano a los dos mil buses, de los cuales el porcentaje correspondiente a buses eléctricos dependerá de los oferentes. Considerando un escenario 100% eléctrico, estos dos mil buses equivalen a un bloque de 125 MW aproximadamente.

3.2.2.2 Resultados del análisis y comentarios generales.

A continuación, se muestra los resultados de la adición del bloque de 175 MW a la red de transmisión zonal de Santiago, específicamente aplicado a las líneas de transmisión.

Tabla 3-21. Cargabilidad Líneas zona Metropolitana. Considerando electro movilidad transporte público. E

Líneas Zona Metropolitana	Verano	Verano	Verano	Invierno	Invierno	Invierno
	Día	Día	Día	Noche	Noche	Noche
	2021	2023	2025	2021	2023	2025
110 kV Cerro Navia - El Salto Cto. 1 (CN)	43%	41%	44%	37%	36%	45%
110 kV Cerro Navia - El Salto Cto. 2 (CN)	60%	63%	67%	51%	51%	63%
110 kV El Salto - Cerro Navia Cto. 1 (ES)	22%	34%	36%	19%	22%	27%
110 kV El Salto - Cerro Navia Cto. 2 (ES)	25%	38%	40%	21%	25%	30%
110 kV Cerro Navia - Chena Cto. 1 (CN)	28%	17%	18%	24%	24%	30%
110 kV Cerro Navia - Chena Cto. 2 (CN)	14%	7%	7%	12%	12%	14%
110 kV Alto Jahuel -La Florida Cto. 1	83%	61%	65%	71%	70%	84%
110 kV Alto Jahuel - La Florida Cto. 2	65%	48%	51%	56%	54%	65%
110 kV La Florida - Alto Jahuel Cto 1	22%	23%	30%	19%	11%	20%
110 kV La Florida - Alto Jahuel Cto 2	43%	30%	36%	37%	33%	40%
110 kV Alto Jahuel -La Florida Cto. 1	83%	61%	65%	71%	70%	84%
110 kV Alto Jahuel - La Florida Cto. 2	65%	48%	51%	56%	54%	65%

De los resultados de la Tabla 3-21, se observa que la incorporación del bloque adicional de potencia de 175 MW de referencia, los cuales deben ser gestionados por las empresas EPA S.A y ENEL Distribución S.A. no ocasionan sobrecargas en las líneas de transmisión zonal 110 kV de la Región Metropolitana.

Adicionalmente, se identifica que las obras para atender los aumentos de capacidad que necesiten llevarse a cabo en subestaciones zonales, asociados a la licitación en curso por el Ministerio de Transporte, no necesariamente podrán ser materializadas mediante el Proceso de Planificación de la Transmisión descrito en la LGSE, siendo necesario evaluar su incorporación mediante el Artículo 102° de la Ley.

3.2.3 ANALISIS CAMBIO DE TT/CC EN LINEA DE TRANSMISIÓN 500 KV POLPAICO – LO AGUIRRE (PAÑOS K1 Y K2 S/E POLPAICO).

3.2.3.1 Antecedentes para el diagnóstico y comentarios.

De acuerdo a la información proporcionada por la Gerencia de Operación del Coordinador, durante el segundo trimestre del año 2020 se generaron condiciones particulares en el sistema de transmisión nacional, nivel de tensión 500 kV, debido a dos condiciones particulares; la primera condición corresponde a un descenso de la demanda del anillo de Santiago, acompañado de una segunda variable, la ausencia de precipitaciones, lo que se traduce en menores flujos de energía dirección sur a norte aportado por las centrales hídricas. Lo anterior ocasiono transferencias de potencia por el corredor 500 kV Polpaico -Lo Aguirre (dirección norte a sur) de baja probabilidad y de magnitudes de 1600 MW a 1700 MW.

Esta condición de operación ocasionó la activación de las alertas por sobrecarga de los TT/CC ubicados en los paños K1 y K2, y de razón de transformación 800 A-1600 A, creando una condición de vulnerabilidad para el sistema. Debido que una falla en esta línea compromete la seguridad de suministro y servicio del sistema, se propone el cambio de estos equipos por unos de mayor capacidad.

El análisis descrito anteriormente tiene un carácter especial, debido a que el cambio de los equipos TT/CC de los paños K1 y K2 de la S/E 500 kV Polpaico se interpreta como un reemplazo de éstos para operar la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre a su capacidad de diseño, entendiéndose que la mencionada línea no aumenta su capacidad.

Por lo tanto, con el objeto de liberar restricciones de transmisión dirección norte a sur de la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre se recomienda el cambio de los TT/CC en los paños k1 y k2 de S/E Polpaico.

3.2.3.2 Proyecto Cambio de TT/CC en Línea de Transmisión 500 kV Polpaico – Lo Aguirre (paños K1 y K2 S/E Polpaico).

El análisis descrito anteriormente tiene un carácter especial, debido a que el cambio de los equipos TT/CC de los paños K1 y K2 de la S/E 500 kV Polpaico se interpreta como un reemplazo de éstos, para operar la línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre a su capacidad de diseño, entendiéndose que la mencionada línea no aumenta su capacidad, sino que libera una restricción ocasionada por un equipo secundario.

La Subestación Polpaico 500/220 kV se encuentra ubicada la comuna Lampa, la cual pertenece a la Región Metropolitana.



Figura 3-17. Vista aérea S/E POLPAICO 500/200 kV

La Subestación Polpaico es una infraestructura relevante del Sistema Eléctrico Nacional, debido a que es la puerta de llegada de la energía renovable proveniente del norte, la cual se desplaza por el corredor de 500 kV desde la S/E Nueva Pan de Azúcar. Esta instalación corresponde a una subestación de enlace y alimentación para los consumos libres y regulados del sector nororiente de Santiago y abastece a consumos mineros de la zona cordillerana de la región de Valparaíso y Metropolitana.

La Subestación Polpaico está interconectada al sistema de transmisión 500 kV, a través de las líneas de transmisión 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, 500 kV Polpaico – Lo Aguirre y 500 kV Polpaico-Alto Jahuel. Esta instalación posee una configuración en su nivel de tensión 500 kV de doble barra seccionada más barra de transferencia. A continuación, la Figura 3-18 muestra un esquema de la subestación.

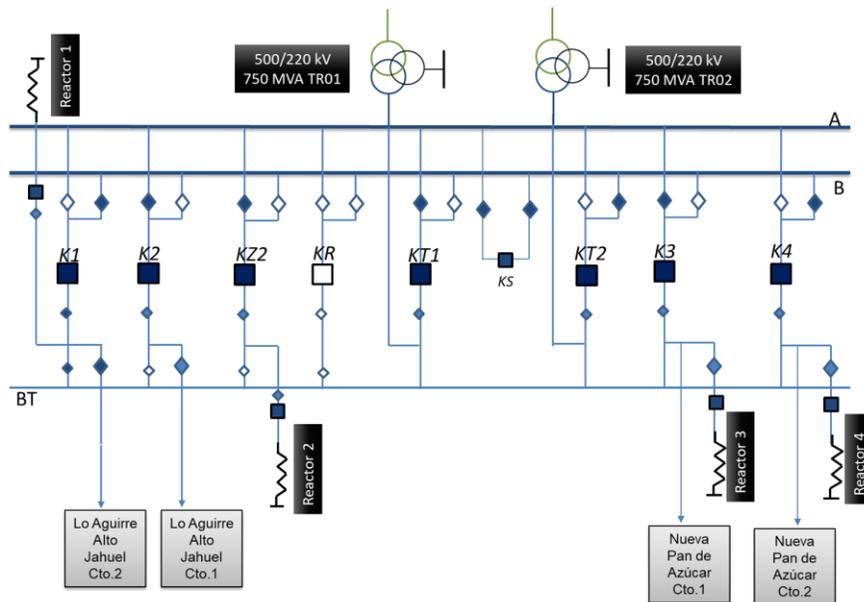


Figura 3-18. Esquema general S/E Polpaico 500 kV

Tal como se menciona en la sección 3.2.3, los equipos TT/CC ubicados en los paños K1 y K2, como se muestra en la Figura 3-18, presentan una condición de sobrecarga, la cual es de baja probabilidad pero de alto impacto, debido a que una falla de la línea 500 kV Polpaico – Lo Aguirre puede ocasionar problemas de seguridad y calidad de servicio en toda una gran extensión del Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior se ha desencadenado debido a un descenso de la demanda eléctrica del anillo de la Región Metropolitana, acompañado de la ausencia de precipitaciones hasta el segundo trimestre, lo que se traduce en flujos de energía de menor magnitud dirección sur a norte aportado por las centrales hídricas.

Lo anterior ocasionó transferencias de potencia por el tramo 500 kV Polpaico - Lo Aguirre (dirección norte a sur) del orden de 1600 MW a 1700 MW. De acuerdo con lo anterior, se propone el reemplazo de los TT/CC ubicados en los paños K1 y K2 de la S/E Polpaico 500 kV de razón 800-1600/1 A, a equipos TT/CC de razón:

- 2500-2000/1 A en los paños K1 y K2 (línea 2x500 kV Polpaico – Lo Aguirre, circuitos 1 y 2).

La Tabla 3-22 muestra la valorización estimada del reemplazo de estos equipos. Se estima un periodo de construcción de 12 meses.

Tabla 3-22. Valorización Estimada reemplazo TT/CC en paños K1 y K2 de S/E Polpaico 500 kV (Cto. 1 y 2 Línea 500 kV Polpaico -Lo Aguirre)

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	334
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	53
3	SUB TOTAL CONTRATO	387
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	39
5	COSTO TOTAL PROYECTO	449

3.2.4 SENSIBILIDAD ANTE OPERACIÓN SIN CENTRALES A CARBÓN ZONA QUINTA.

De acuerdo con lo informado por el Ministerio de Energía el 9 de diciembre de 2019, y en el ámbito de las recomendaciones que propone la COP 25 para hacer frente al cambio climático, es que las autoridades del sector energético y las empresas AES GENER S.A. y ENGIE S.A., acuerdan adelantar el cronograma de cierre de algunas de sus centrales a carbón, lo que incluyó las unidades Ventanas 1 y Ventanas 2 de AES GENER. El nuevo cronograma de cierre se muestra a continuación:

Tabla 3-23. Cronograma de salida anticipada de Centrales a Carbón 9 diciembre 2019

Empresa	CENTRAL	MW	Fecha Original	Nueva Fecha
ENGIE	Mejillones CTM 1	162	2040	Antes del fin de 2024
ENGIE	Mejillones CTM 2	172	2040	Antes del fin de 2024
AES Gener	Ventanas 1	120	Noviembre 2022	Antes del fin de 2020
AES Gener	Ventanas 2	220	Mayo 2024	Antes del fin de 2020

En la Tabla 3-23 podemos observar que el retiro de las centrales Ventanas I y Ventanas II, puede ocasionar un impacto en la operación del sistema eléctrico de la zona quinta costa, debido a que uno de los cuatro puntos de interconexión con el sistema nacional se ve limitado.

A continuación de la Figura 3-19 se muestran los 4 puntos del sistema Quinta Costa que se interconectan al sistema de transmisión nacional: Ventanas 220/110 kV, Quillota 220/110 kV, Agua Santa 220/110 kV, Alto Melipilla 220/110 kV.

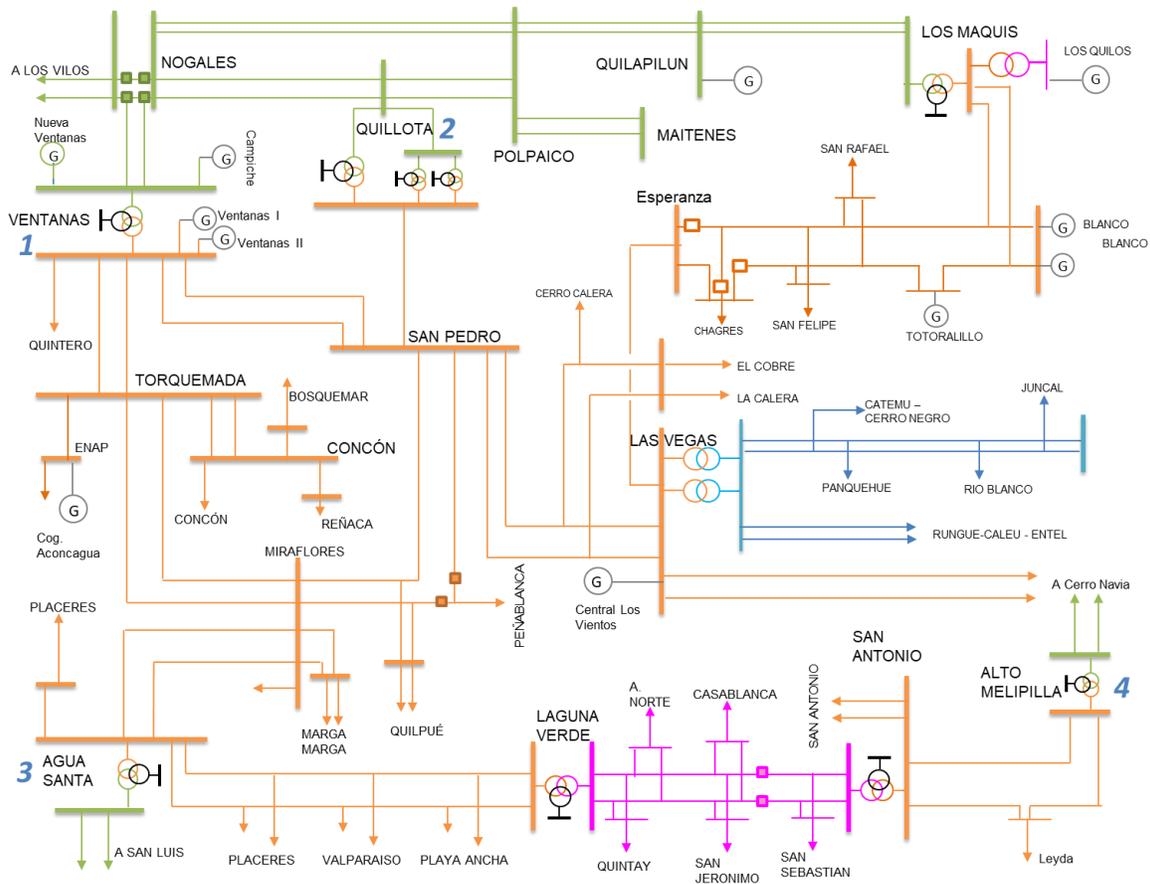


Figura 3-19. Esquema de sistema de transmisión Zona Quinta.

De la Figura 3-19 podemos observar que la salida anticipada de las centrales Ventanas I y Ventanas II, limita la inyección de energía al sistema quinta costa. También podemos observar que las instalaciones: S/E Ventanas 220/110 kV, Ltx 110 kV San Pedro-Quillota y S/E Agua Santa 220/110 kV, toman un papel relevante en la seguridad de la zona. Debido a que la S/E Agua Santa contempla desarrollos futuros en el mediano plazo (nuevo transformador 220/110 kV - 300 MVA más modificaciones en barra 220 kV y 110 kV), los análisis de la zona contenidos en el Informe de Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión emitido por el Coordinador el 22 de enero de 2020, se orientaron a analizar la falla representada por la salida del Transformador 220/110 kV -300 MVA de Ventanas.

A continuación, los análisis mostrados en el Informe de Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión emitido por el Coordinador:

Tabla 3-24. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región Condición transformador Ventanas 220 kV fuera de servicio – Transformadores AT/AT.

Transformadores AT/AT Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVA T1	37%	49%	51%
Agua Santa 220/110/60 kV 300 MVAT2	37%	49%	51%
Ventanas 220/110/12 kV_300MVA T1	0%	0%	0%

Tabla 3-25. Instalaciones del Sistema Transmisión de la Zona Quinta Región, condición transformador S/E Ventanas 220 kV fuera de Servicio - Líneas de Transmisión.

Principales Líneas Zona Quinta	Verano Día		
	2021	2023	2025
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L1	35%	75%	77%
110 kV Agua Santa - Miraflores 110 kV L2	35%	75%	77%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L1	37%	38%	39%
110 kV San Pedro – Las Vegas 110 kV L2	38%	39%	40%
110 kV Torquemada - Miraflores L1	27%	26%	23%
111 kV Torquemada - Miraflores L2	27%	26%	23%
110 kV Ventanas - Torquemada L1	12%	6%	5%
110 kV Ventanas - Torquemada L2	12%	6%	5%
110 kV Quillota - San Pedro	62%	95%	98%

En los análisis se puede apreciar que la salida del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, ocasiona que la línea 110 kV San Pedro – Quillota muestre una criticidad alta desde la perspectiva de la suficiencia, tema que se soluciona con el proyecto “Habilitación segundo circuito línea 110 kV San Pedro-Quillota” contenido en el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión de la Transmisión 2019 emitido por la CNE. El desarrollo de la obra anterior implica que realizar una obra adicional, para enfrentar la salida del transformador 220/110 kV en S/E Ventanas, como por ejemplo instalar un segundo transformador 220/110 kV en S/E Ventanas, por el momento resulta redundante, ya que con el refuerzo en la línea 110 kV San Pedro – Quillota, se aprecia que esa contingencia se encuentra resuelta.

3.2.5 SENSIBILIDAD RETRASO LICITACIONES DE OBRAS VÍAS PLANES DE EXPANSIÓN.

La siguiente sección tiene como objetivo evaluar el impacto del retraso de obras nuevas y de ampliación, producto de procesos de licitación no adjudicados. En particular se analizan los procesos de licitación asociados al Decreto Exento N°318 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018). Primeramente, el DE 418/2017, fija el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda. En este contexto, para la zona Metropolitana y Quinta Región, tres obras de ampliación no han sido adjudicadas a junio de 2020. A continuación, se muestra el análisis que se realiza en el sistema de transmisión zonal de la quinta región, debido a la no adjudicación de tres proyectos y su impacto:

Tabla 3-26: Obras de Ampliación declaradas desiertas a junio 2020 para el DE 418/2017, Zona Quinta y Metropolitana

Obras de Ampliación declaradas Desiertas	Características principales del proyecto
Ampliación S/E Catemu	Instalación de un nuevo transformador 44/12 kV - 16 MVA más ampliación barra 44 kV y adecuaciones necesarias
Ampliación S/E Río Blanco	Instalación de un nuevo transformador 44/12 kV - 3,5 MVA más adecuaciones necesarias
Ampliación S/E San Felipe	Instalación de un nuevo transformador 110/23 kV, 30 MVA más adecuaciones necesarias

3.2.5.1 Ampliación S/E Catemu.

Este proyecto fue presentado en el proceso definido por el artículo 13° transitorio de la LGSE del año 2017, por la empresa Chilquinta Energía S.A. Su justificación se basa en atender la demanda creciente de la zona de Catemu, con un transformador que presenta un 71% de carga para el año 2017. La información de demanda disponible por el Coordinador muestra que el retraso de esta obra no ocasiona problemas en el sistema de transmisión zonal que contiene a esta instalación.

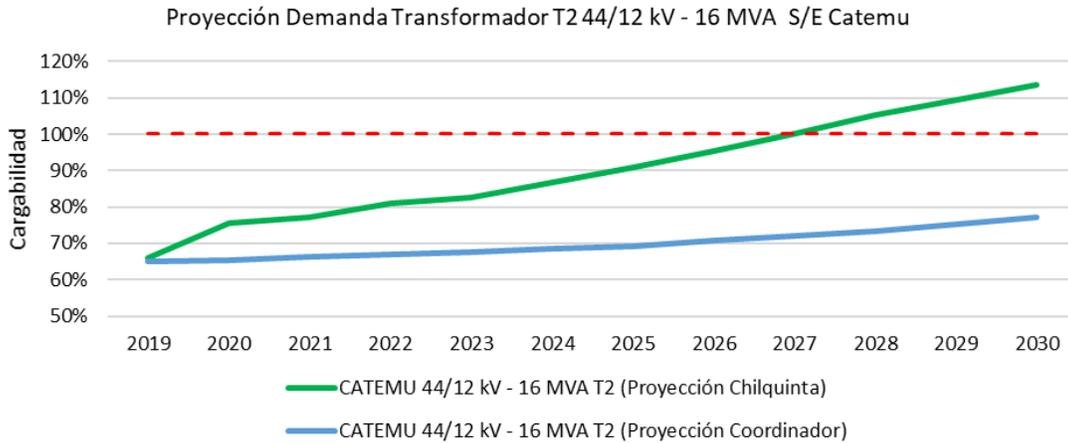


Figura 3-20. Proyección de demanda Transformador T2 44/12 kV – 16 MVA S/E Catemu.

De la Figura 3-20 podemos concluir que el retraso de la obra no tiene efectos sobre la suficiencia del sistema.

3.2.5.2 Ampliación S/E Río Blanco.

Este proyecto fue presentado en el proceso definido por el artículo 13° transitorio de la LGSE del año 2017, por la empresa Chilquinta Energía S.A. La justificación presentada por la empresa fue la siguiente: “La S/E tiene una sola unidad en operación y único alimentador con la que da suministro a aproximadamente 400 clientes de la zona. La posibilidad de incorporar una nueva unidad y separar la alimentación MT en dos, permite mejorar la flexibilidad y seguridad operacional.” La información de demanda disponible por el Coordinador muestra que el retraso de esta obra no ocasiona problemas en el sistema de transmisión zonal que contiene a esta instalación.

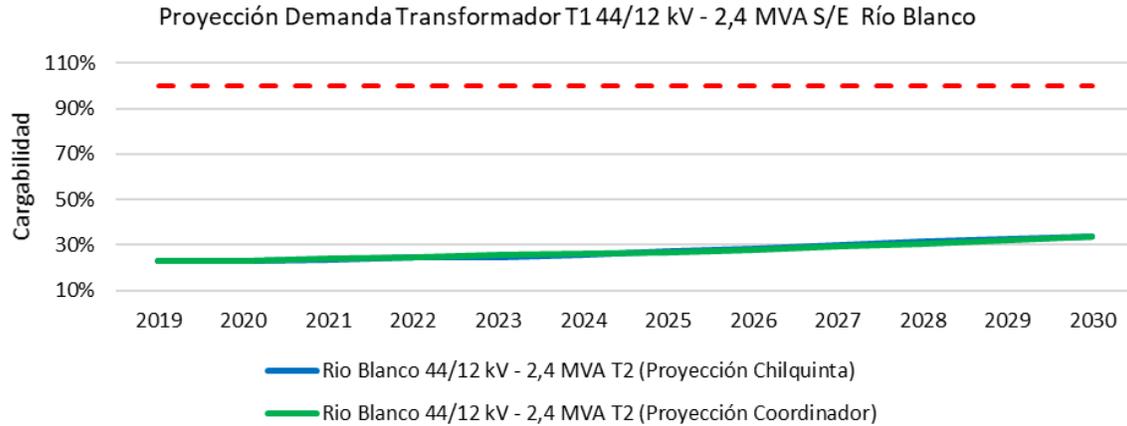


Figura 3-21. Proyección de demanda Transformador T2 44/12 kV – 2,4 MVA S/E Río Blanco.

De la Figura 3-21 podemos concluir que el retraso de la obra no tiene efectos sobre la suficiencia del sistema.

3.2.5.3 Ampliación S/E San Felipe.

Este proyecto fue presentado en el proceso definido por el artículo 13° transitorio de la LGSE del año 2017, por la empresa Chilquinta Energía S.A. La justificación de este proyecto proporcionada por la empresa fue la siguiente: “el crecimiento proyectado en las comunas de San Felipe y Los Andes, requiere crecer con las redes de distribución en grandes distancias. Para satisfacer estas demandas el desarrollo de redes se ha ejecutado en nivel de 23 kV.” De forma paralela la S/E San Felipe también obtuvo el reemplazo de la Unidad T1 de 25 MVA por una unidad 110/12 kV de 5 MVA, la cual se encuentra actualmente en servicio.

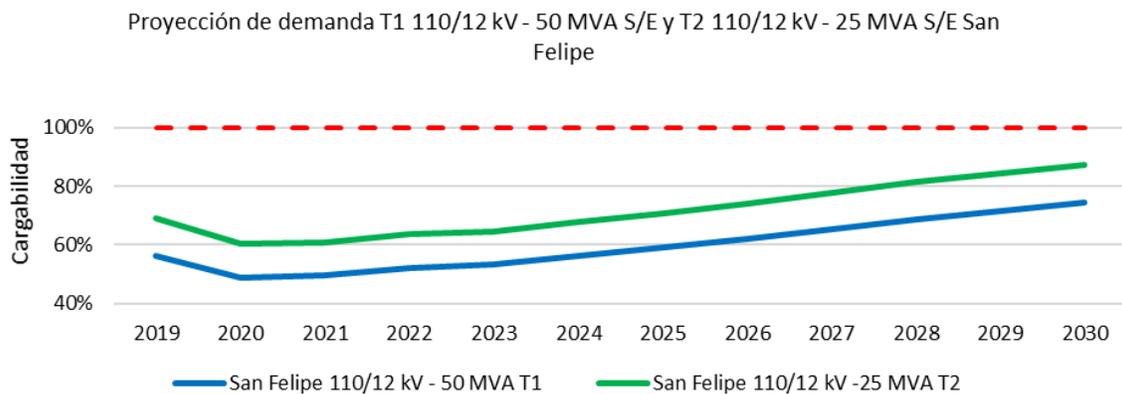


Figura 3-22. Proyección de demanda Transformadores T1 110 kV – 50 MVA y T2 110/12 kV – 25 MVA S/E San Felipe.

De la Figura 3-22 podemos concluir que el retraso de la obra no tiene efectos sobre la suficiencia del sistema. Adicionalmente, a la fecha el Coordinador no cuenta con antecedentes del plan de Cambio de Nivel de Tensión de Chilquinta (12 kV a 23 kV).

3.3 ZONA ALTO JAHUEL – CHARRÚA

Los análisis desarrollados para esta zona contemplan el efecto en el sistema de transmisión, producto del retraso en la adjudicación de ciertos asociados a las obras zonales del Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018). También se incluye antecedentes adicionales proporcionados por las empresas que operan en esta zona que gatillan la actualización de algunas (3) obras de esta zona.

3.3.1 SENSIBILIDAD EN OBRAS DESIERTAS EN PROCESOS DE LICITACIÓN

La siguiente sección resume el análisis realizado en la Zona Alto Jahuel – Charrúa para efectos de este informe complemento, el cual muestra el impacto del retraso de obras nuevas y de ampliación, producto de procesos de licitación no adjudicados. En particular se analizan los procesos de licitación asociados al Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018).

Primeramente, el DE 418/2017 fija el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda. En este contexto, para la zona Alto Jahuel – Charrúa, trece (13) obras de ampliación no han sido adjudicadas a junio de 2020, las cuales son mostradas en la Tabla 3-27.

Tabla 3-27. Obras de ampliación declaradas desiertas para el DE 418/2017, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras de Ampliación declaradas Desiertas	Características principales del proyecto
Ampliación S/E Alameda	Instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 40 MVA
Ampliación S/E La Esperanza	Instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV, 15 MVA.
Ampliación S/E Nancagua*	Instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV 15 MVA
Ampliación S/E Paniahue*	Instalación de un segundo transformador 66/13,2 kV 30 MVA
Ampliación S/E San Carlos	Instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV 30 MVA
Ampliación S/E San Vicente de Tagua Tagua*	Reemplazo del transformador N°1 de la S/E, de 66/15 kV, 18,7 MVA por uno nuevo de 30 MVA.
Ampliación S/E San Gregorio	Reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 5 MVA, de la S/E San Gregorio por un equipo de 20 MVA.
Aumento de Capacidad de Transformación S/E Longaví	Reemplazo del transformador 66/13,2 kV, 12,5 MVA, de la S/E Longaví por un equipo de 30 MVA, reutilizando los paños existentes en la S/E.
Cambio circuitos 1x154 kV Charrúa – Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa – Monterrico.	Modificación del uso de los actuales circuitos de la línea Charrúa - Parral y Charrúa - Chillán a la altura del Tap Chillán. De esta forma, el circuito con conductor CU 300 MCM se utilizará para abastecer la S/E Chillán y el circuito con conductor ACAR 750 MCM se utilizará para abastecer al Tap Monterrico. Además, se realizará el cambio de conductor entre el punto de enroque y Tap Monterrico, de una longitud aproximada de 3,5 km., el cual deberá tener una capacidad, de al menos, 205 MVA a 35 °C con sol. Finalmente, se debe realizar el cambio de los desconectores del paño A6 de S/E Charrúa 154 kV por equipos de corriente nominal superior a 900 A.
Ampliación S/E Monterrico	Modificación de las instalaciones comunes de la plataforma, barras entre otras, para permitir la conexión de los paños de línea asociados al seccionamiento en la S/E Monterrico de la línea 1x154 kV Charrúa – Parral.

Obras de Ampliación declaradas Desiertas	Características principales del proyecto
Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte*	Cambio de conductor de la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte por un conductor de, al menos, 52 MVA de capacidad.
Ampliación S/E Parral	Ampliación de la S/E, dejando al menos espacio para la conexión de dos paños de línea en el patio de 66 kV, para la conexión de la futura línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral.
Seccionamiento S/E San Gregorio	Seccionamiento de la línea 1x66 kV Cocharcas – Parral en la actual S/E San Gregorio con sus respectivos paños de línea en la barra de 66 kV. El proyecto considera la reutilización de los actuales interruptores y equipos existentes.

*: Obras que no han recibido Oferta en la tercera Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la construcción y ejecución de las obras no adjudicadas en los procesos anteriores, relativos al DE 418/2017.

De las obras mencionadas en la Tabla 3-27, se puede resumir que:

- Ocho (8) corresponden al reemplazo o instalación de transformadores.
- Una (1) corresponde al aumento de capacidad de una línea de transmisión, en particular la línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte.
- Cuatro (4) obras involucran modificaciones relevantes en barras y paños de SS/EE para seccionamientos y recepción de nuevas líneas.
- Cuatro (4) obras no reciben oferta durante el acto de apertura de ofertas administrativas y técnicas del tercer llamado de licitación de obras de ampliación DE 418/2017 y DE 293/2018.

Por su parte, el DE 293/2018, fija las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal, correspondientes al Plan de Expansión de Transmisión del año 2017. Al respecto, la Tabla 3-28 resume aquellas obras de la Zona Alto Jahuel – Charrúa que no han sido adjudicadas a junio de 2020.

Tabla 3-28. Obras de ampliación declaradas desiertas para el DE 293/2018, zona Alto Jahuel – Charrúa.

Obras de Ampliación declaradas Desiertas	Características principales del proyecto
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Rosario – San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, en su tramo Tap Rengo - Pelequén que actualmente posee un conductor CU 2/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 67 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera completar los paños del tramo en Tap Rengo y S/E Pelequén.
Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pelequén – Malloa	El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Pelequén - Malloa, que actualmente posee un conductor CU 3/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 67 MVA a 35°C con sol. Además, el proyecto considera completar el paño del extremo de la S/E Pelequén.
Aumento de capacidad en S/E Piduco	El proyecto consiste en reemplazar el transformador 66/15 kV de 18,7 MVA de la S/E Piduco por uno de 30 MVA con sus correspondientes paños AT-MT. Además, se considera completar el paño del transformador T2 de 30 MVA, dotando ambos paños de

Obras de Ampliación declaradas Desiertas	Características principales del proyecto
	transformación de su equipamiento y protecciones necesarias y completar el paño de la línea 1x66 kV Talca - Piduco.
Aumento de capacidad línea 1x66 kV Chacahuín – Linares	El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Chacahuín - Linares, que actualmente posee un conductor Cu 2/0 AWG, por un conductor que permita una capacidad de transporte de, al menos, 50 MVA a 35°C con sol.
Aumento de capacidad en S/E El Monte	El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la S/E El Monte, mediante el reemplazo de la unidad de transformación actual 66/13,2 kV de 10 MVA por una de capacidad máxima de 25 MVA.
Aumento de capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo - Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo*	El proyecto consiste en el cambio de conductor de la línea 1x66 kV Lihueimo - Paniahue, que actualmente posee un conductor CU 2/0 AWG, por un conductor alta capacidad que permita una capacidad de transporte de, al menos, igual a la capacidad de los conductores adyacentes. El cambio de conductor se debe realizar en el tramo entre la subestación Paniahue y la estructura N° 267 y el tramo entre las estructuras N° 284 y N° 290 de la línea. Adicionalmente, se deberán considerar completar los paños de línea en las subestaciones antes referidas.
Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua*	El proyecto consiste en cambiar la conexión entre la línea 1x66 kV Malloa Nueva - San Vicente de Tagua Tagua y la línea 1x66 kV La Ronda - San Vicente de Tagua Tagua en la subestación San Vicente de Tagua Tagua. Además, el proyecto considera la incorporación de los paños de dichas líneas en el extremo de subestación San Vicente de Tagua Tagua.

*: Obra que no recibe Oferta en la Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la construcción y ejecución de las obras no adjudicadas en los procesos anteriores, relativos al DE 293/2018.

De las obras mencionadas en la Tabla 3-28, se puede resumir que:

- Una (1) corresponde al reemplazo de un transformador.
- Cuatro (4) corresponden al aumento de capacidad de líneas de transmisión.
- Dos (2) obras no reciben oferta durante el acto de apertura de ofertas administrativas y técnicas del tercer llamado de licitación de obras de ampliación DE 418/2017 y DE 293/2018.

En base a las proyecciones de demanda más actualizadas y en virtud de las obras desiertas, se realiza un diagnóstico de la zona con un horizonte al año 2025, para identificar el impacto en las distintas cargabilidades de transformadores AT/MT, AT/AT y líneas de transmisión, producto de las obras desiertas mencionadas. Este análisis considera los siguientes supuestos principales:

Obras desiertas del DE 418/2017:

- **Ampliación S/E Parral:** Se asume puesta en servicio del proyecto al año 2024, tal que permite la conexión del proyecto Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral, con fecha estimada de puesta en servicio al cuarto trimestre del año 2024, de acuerdo con el Reporte de Auditoría Técnica del proyecto NUP 1084, diciembre 2019.

- **Aumento de Capacidad de Transmisión en Línea 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte:** Se asume que la obra no es realizada durante el horizonte de análisis.
- **Cambio circuitos 1x154 kV Charrúa – Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa – Monterrico:** Se asume que la obra no es realizada durante el horizonte de análisis.

Obras adjudicadas del DE 418/2017:

Respecto a obras relevantes del DE 418/2017 que sí han sido adjudicadas, como las listadas en la Tabla 3-29, se considera en una primera instancia, puestas en servicio al cuarto trimestre de 2024, de acuerdo con las respectivas Auditorías Técnicas realizadas.

Tabla 3-29. Obras relevantes en construcción del Decreto Exento N°418, Zona Alto Jahuel – Charrúa – análisis 1 de 2.

Proyecto	Puesta en Servicio
Nueva línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	Q4 2024
Nueva línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	
Nueva línea 2x66 kV Hualqui – Chiguayante	
Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes	
Nueva línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral	

Obras desiertas DE 293/2018:

- **Aumento de capacidad en S/E Piduco:**
Se asume puesta en servicio de la obra al año 2023 (retraso de un año).
- **Aumento de capacidad en líneas de transmisión:**
Se asume puesta en servicio de las obras al año 2023 (retraso de un año).

Los resultados del análisis para las líneas de transmisión, los transformadores AT/MT y AT/AT, son presentados a continuación.

3.3.1.1 Análisis en Transformadores AT/MT

La Tabla 3-30 muestra el análisis de cargabilidad en las SS/EE con proyectos de transformadores AT/MT declarados desiertos y asumiendo que no se realizan en el horizonte de análisis al año 2025. Se observa que los casos más críticos, corresponden a aquellos en las SS/EE Alameda, Nancagua y Paniahue.

Tabla 3-30. Análisis de cargabilidad AT/MT para las obras declaradas desiertas, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Transformadores AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T1	88%	89%	92%	95%	98%	100%
ALAMEDA 66/15 kV 25 MVA T2	103%	104%	108%	111%	114%	118%
LA ESPERANZA 66/25-15 kV 12 MVA T1	77%	77%	80%	82%	83%	85%
LONGAVÍ 66/13,2KV 12.5MVA	79%	80%	83%	85%	88%	90%
NANCAGUA 66/13,8 kV 10 MVA T1	96%	97%	101%	104%	106%	109%
PANIAHUE 66/24-13,8 kV 20 MVA T1	92%	93%	97%	99%	102%	105%
PIDUCO 66/MT 18,7 MVA T1	39%	39%	40%	41%	59%	62%

Transformadores AT/MT	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PIDUCO 66/MT 30 MVA T2	104%	104%	105%	109%	80%	80%
SAN CARLOS 66/14,8 kV 18,7 MVA T1	84%	85%	88%	90%	92%	95%
SAN GREGORIO 66/13,2 kV 5 MVA	74%	75%	75%	78%	80%	82%
SAN GREGORIO 66/13,2 kV 5 MVA	71%	72%	75%	77%	79%	81%
SAN VICENTE T.T. 66/14,8 kV 18,7 MVA T1	73%	74%	76%	77%	79%	81%
SAN VICENTE T.T. 66/15 kV 25 MVA T2	94%	94%	94%	95%	95%	96%

0% a 50%
 50% a 85%
 85% a 100%
 Mayor a 100%

Como se ha indicado, el Coordinador ya ha realizado un tercer llamado a Licitación para la construcción y ejecución de las obras no adjudicadas en los procesos anteriores. Sin perjuicio de lo anterior, y dado que hay proyectos sin Ofertas presentadas en este tercer llamado, surge la necesidad de incorporar en el Plan de Expansión de la Transmisión 2020 las obras que nuevamente resulten desiertas, con enfoque en las SS/EE Alameda, Nancagua, Paniahue y Piduco. Como alternativa, se recomienda a la empresa CGE la solución de la problemática mediante propuesta y gestión de las obras respectivas utilizando el Artículo 102° de la Ley.

3.3.1.2 Análisis en Transformadores AT/AT

De los distintos transformadores AT/AT de la zona, se identifican dos (2) transformadores con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, como lo son el transformador de la S/E Teno 154/66/13,2 kV de 25 MVA y el transformador de la S/E Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA. Los resultados son mostrados tanto en las tablas Tabla 3-31 a la Tabla 3-34, como en las figuras Figura 3-23 a la Figura 3-26. En el caso del transformador de la S/E Tinguiririca, la disminución de cargabilidad es explicada por las nuevas vías alternativas de inyección de energía a las redes de 69 kV de la zona.

En general, para los supuestos mencionados, no se observan nuevos transformadores que presenten sobrecarga en el horizonte de evaluación, en comparación a los mostrados en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

Tabla 3-31. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 1 de 2.

Transformador AT/AT	Verano Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Teno 154/66/13,2kV 25MVA	95%	95%	95%	96%	92%	98%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	91%	90%	91%	91%	85%	77%

Tabla 3-32. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 1 de 2.

Transformador AT/AT	Verano Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Teno 154/66/13,2kV 25MVA	68%	69%	71%	73%	77%	73%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	118%	119%	130%	99%	83%	79%

Tabla 3-33. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 1 de 2.

Transformador AT/AT	Invierno Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Teno 154/66/13,2kV 25MVA	66%	67%	59%	60%	60%	67%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	103%	102%	104%	108%	88%	81%

Tabla 3-34. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 1 de 2.

Transformador AT/AT	Invierno Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Teno 154/66/13,2kV 25MVA	42%	44%	34%	35%	29%	36%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	72%	68%	70%	70%	69%	64%

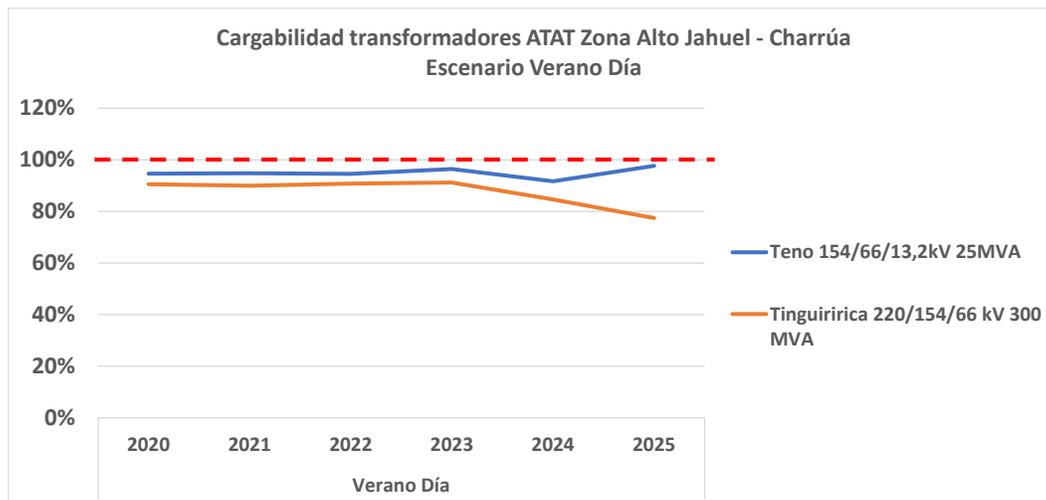


Figura 3-23. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 1 de 2.

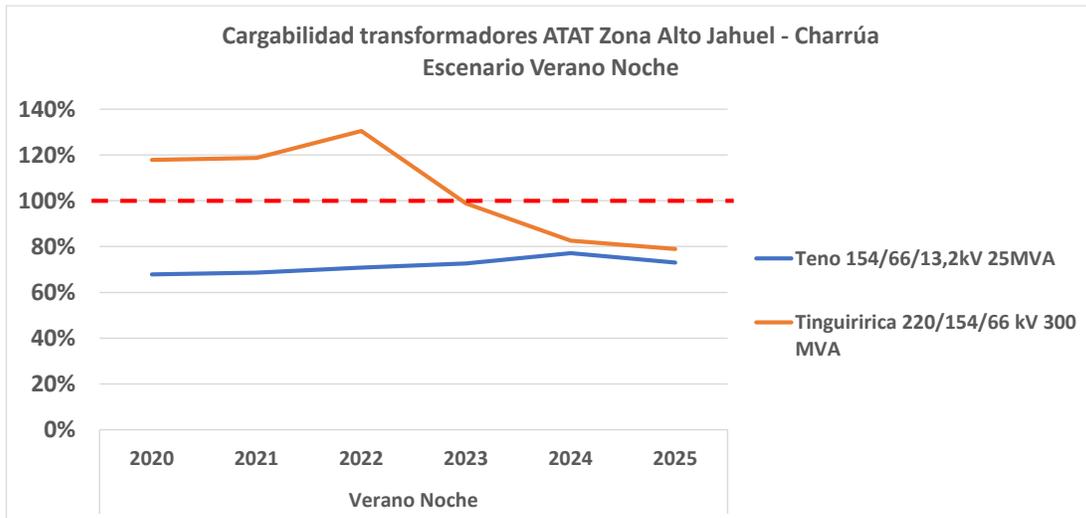


Figura 3-24. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 1 de 2.

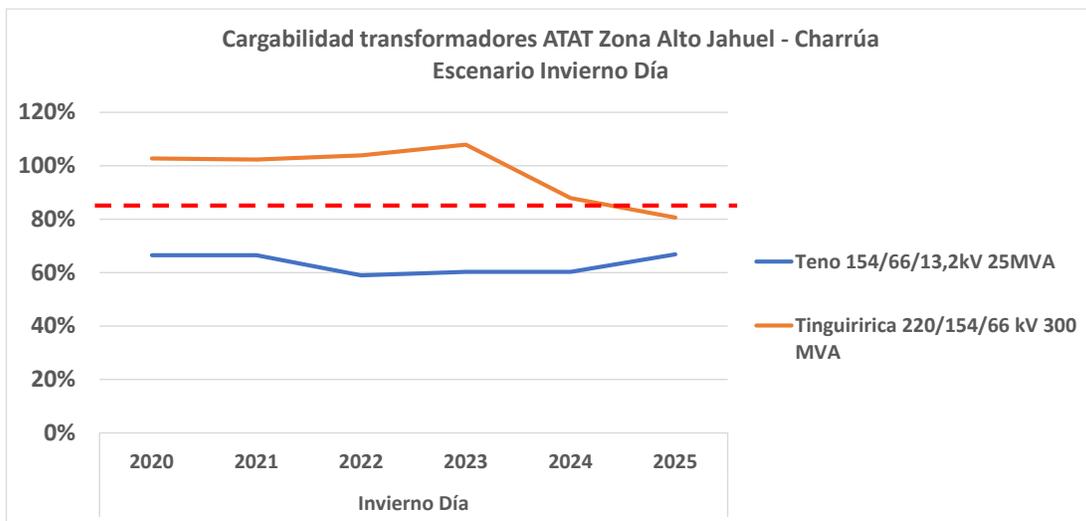


Figura 3-25. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 1 de 2.

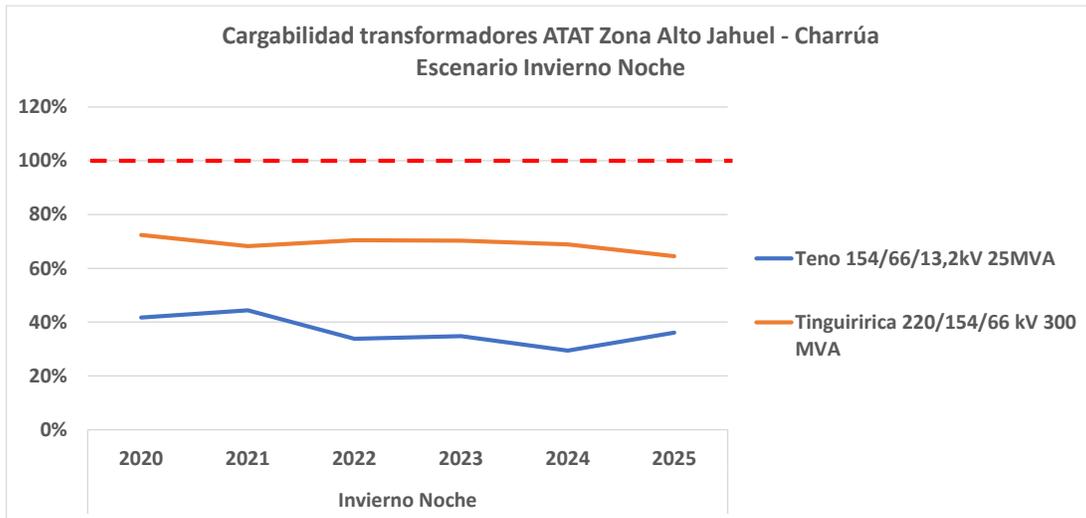


Figura 3-26. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 1 de 2.

Al respecto, se observa que el transformador AT/AT de la S/E Teno presenta sobrecargas permanentes para los supuestos considerados. Cabe destacar, que en el Informe Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, se ha presentado una propuesta para dar solución a esta problemática.

3.3.1.3 Análisis en líneas de transmisión

Los resultados del análisis son resumidos tanto en las Tabla 3-35 y Tabla 3-38, como en las Figura 3-27 a la Figura 3-30, identificando cuatro (4) líneas de transmisión con altas cargabilidades en el horizonte de análisis, las cuales son comentadas a continuación:

Tabla 3-35. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 1 de 2.

Línea de transmisión	Verano Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	88%	90%	91%	94%	100%	103%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	115%	116%	117%	117%	124%	125%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	157%	157%	158%	159%	169%	170%

Tabla 3-36. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 1 de 2.

Línea de transmisión	Verano Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	48%	48%	50%	51%	51%	53%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	93%	93%	98%	97%	97%	100%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	125%	125%	132%	130%	131%	134%

Tabla 3-37. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 1 de 2.

Línea de transmisión	Invierno Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	39%	39%	42%	43%	43%	45%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	70%	71%	70%	73%	75%	77%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	89%	90%	89%	93%	95%	98%

Tabla 3-38. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 1 de 2.

Línea de transmisión	Invierno Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	30%	31%	32%	33%	34%	35%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	40%	40%	41%	41%	42%	42%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	53%	53%	54%	54%	55%	56%

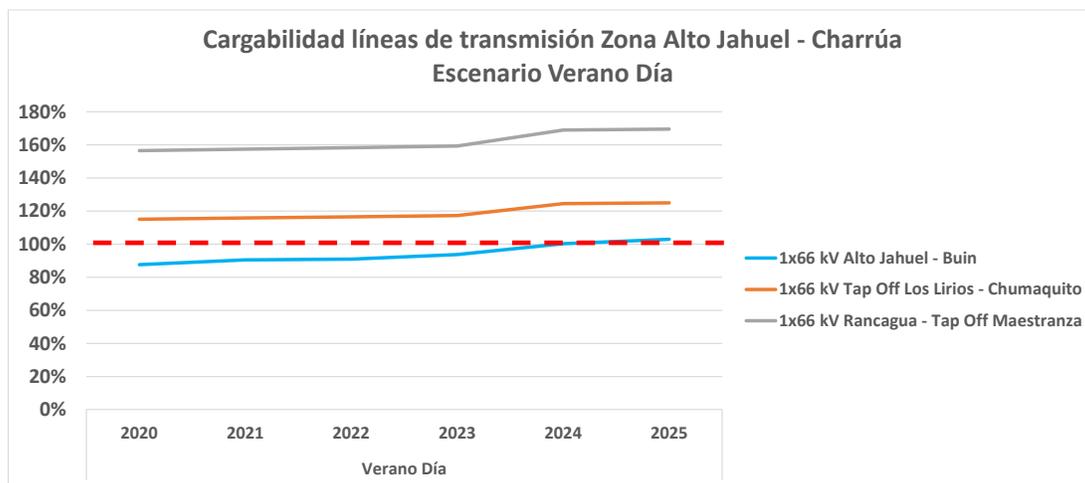


Figura 3-27. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 1 de 2.

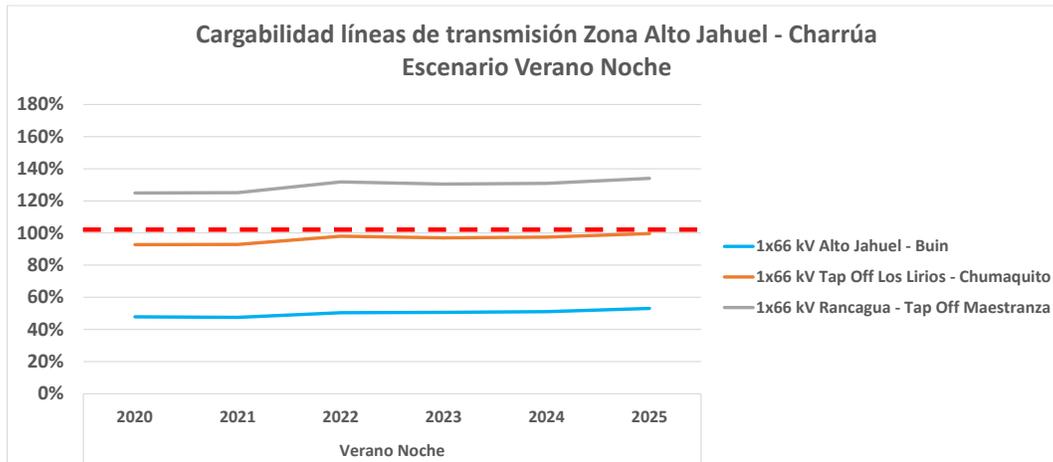


Figura 3-28. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 1 de 2.

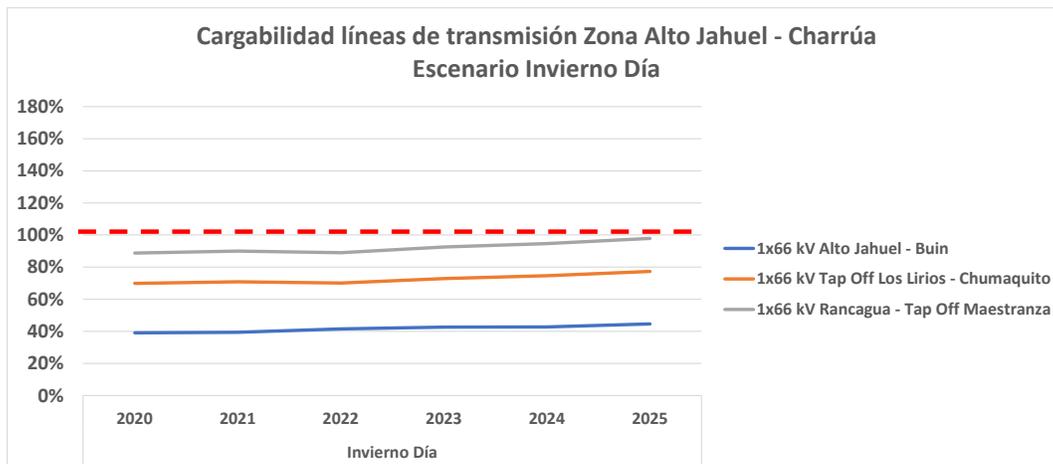


Figura 3-29. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 1 de 2.



Figura 3-30. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel–Charrúa, escenario invierno noche–análisis 1 de 2.

Al respecto, se observa que tres (3) líneas de transmisión presentan sobrecargas permanentes para los supuestos considerados. Cabe destacar, que en el Informe Propuesta de Expansión de Transmisión 2020, se han presentado propuestas para dar solución a las distintas sobrecargas, que ya habían sido identificadas en los análisis del Informe mencionado.

3.3.1.4 Análisis de tensiones en barras

Se verifican las tensiones en la Zona Alto Jahuel – Charrúa, para las distintas barras de las SS/EE en 220 kV, 154 kV, 66 kV, 33 kV, 23 kV, 15 kV, 13,8 kV, 13,2 kV, 12 kV y 7,2 kV. Esta verificación, considera los escenarios de verano día y noche, junto con los de invierno día y noche, para los supuestos de este primer análisis. Al respecto, no se observan barras que al final del horizonte de análisis, esto es al año 2025, presenten tensiones fuera de los rangos definidos en el Estado Normal de la NTSyCS.

3.3.2 SENSIBILIDAD EN ATRASOS DE OBRAS RELEVANTES

Como segundo análisis, se realiza un estudio en el que se asumen los supuestos del apartado precedente, sumado a que las obras listadas en la Tabla 3-39, poseen un retraso en su construcción de 12 meses.

Tabla 3-39. Obras relevantes en construcción del Decreto Exento N°418, asumiendo puesta en servicio retrasada, Zona Alto Jahuel – Charrúa.

Proyecto	Puesta en Servicio
Nueva línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	Q1 2026
Nueva línea 2x220 kV Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a nivel de los transformadores AT/AT y las líneas de transmisión de la zona.

3.3.2.1 Análisis en Transformadores AT/AT

Al incluir los nuevos supuestos de retrasos, no se identifican impactos en otras instalaciones a las ya mencionadas en el apartado precedente, como lo son el transformador de la S/E Teno 154/66/13,2 kV de 25 MVA y el transformador de la S/E Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA. Los nuevos resultados son mostrados tanto en las tablas Tabla 3-40 a Tabla 3-43, como en las figuras Figura 3-31 a la Figura 3-34.

Tabla 3-40. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 2 de 2.

Transformador AT/AT	Verano Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Parral 154/66kV 75 MVA	112%	115%	113%	122%	110%	122%
Teno 154/66/13,2kV 25 MVA	95%	95%	95%	96%	92%	98%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	91%	90%	91%	93%	85%	81%

Tabla 3-41. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 2 de 2.

	Verano Noche
--	--------------

Transformador AT/AT	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Parral 154/66kV 75 MVA	78%	72%	83%	83%	86%	92%
Teno 154/66/13,2kV 25 MVA	68%	69%	71%	73%	77%	71%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	118%	119%	130%	100%	86%	80%

Tabla 3-42. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 2 de 2.

Transformador AT/AT	Invierno Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Parral 154/66kV 75 MVA	77%	75%	77%	87%	90%	92%
Teno 154/66/13,2kV 25 MVA	66%	67%	59%	61%	59%	60%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	103%	102%	104%	109%	88%	81%

Tabla 3-43. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 2 de 2.

Transformador AT/AT	Invierno Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Parral 154/66kV 75 MVA	66%	67%	67%	73%	74%	73%
Teno 154/66/13,2kV 25 MVA	42%	44%	34%	35%	43%	36%
Tinguiririca 220/154/66 kV 300 MVA	72%	68%	70%	71%	68%	67%

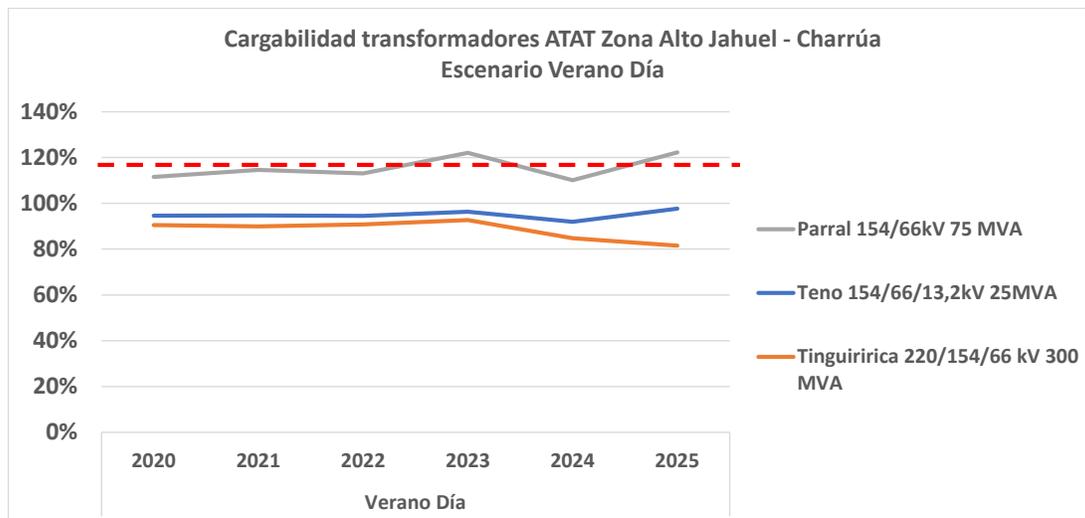


Figura 3-31. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 2 de 2.

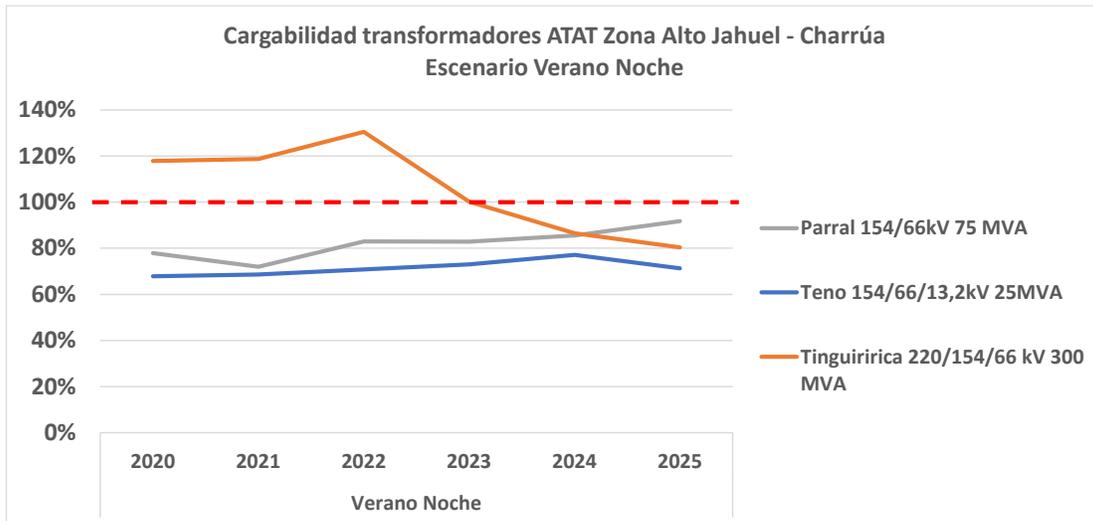


Figura 3-32. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 2 de 2.

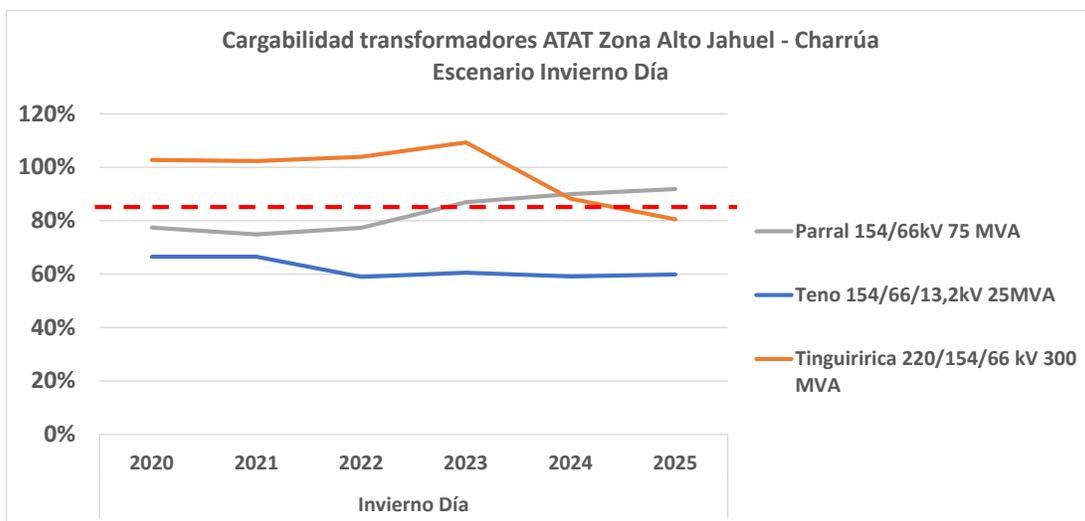


Figura 3-33. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 2 de 2.

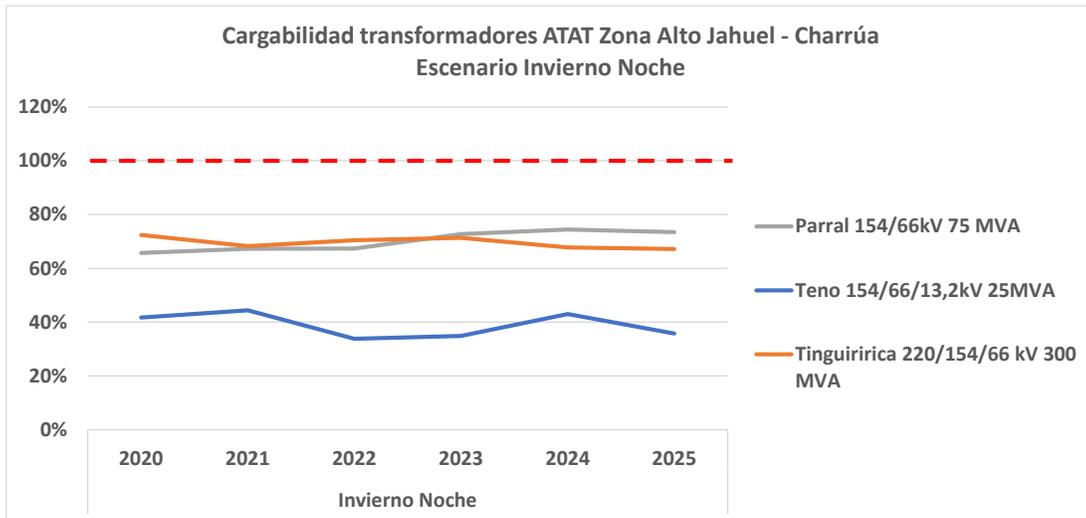


Figura 3-34. Transformadores AT/AT con altos niveles de cargabilidad en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 2 de 2.

Respecto a los transformadores identificados en la sección anterior, se observa que el transformador de la S/E Parral 154/66 kV 75 MVA presenta sobrecargas permanentes en el horizonte, asumiendo el retraso de las obras listadas en la Tabla 3-39, en los periodos de verano día. Sin perjuicio de lo anterior, se ha asumido que el transformador de 154/66 kV 56 MVA de la misma subestación opera abierto; por lo tanto, en condiciones de alta demanda como las simuladas, se deberá recurrir a este transformador en paralelo. Adicionalmente, se observa que el transformador en S/E Teno posee alta cargabilidad, como se analizó en la sección anterior.

En general, para los supuestos mencionados, no se observan nuevos transformadores que presenten sobrecarga en el horizonte de evaluación, en comparación a los mostrados en el informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

3.3.2.2 Análisis en líneas de transmisión

Los resultados del análisis son resumidos tanto en las tablas Tabla 3-44 a la Tabla 3-47, como en las figuras a Figura 3-35 a la Figura 3-38, identificando cuatro (4) líneas de transmisión con altas cargabilidades en el horizonte de análisis, las cuales son comentadas a continuación:

Tabla 3-44. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 2 de 2.

Línea de transmisión	Verano Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x154 kV Parral - Tap Chillán	114%	117%	115%	125%	114%	126%
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	88%	90%	91%	94%	101%	104%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	157%	157%	158%	160%	168%	171%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	115%	116%	117%	118%	124%	126%
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	79%	79%	81%	85%	76%	91%

Tabla 3-45. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 2 de 2.

Línea de transmisión	Verano Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x154 kV Parral - Tap Chillán	51%	47%	54%	54%	56%	60%
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	48%	48%	50%	51%	51%	53%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	125%	125%	132%	131%	132%	134%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	93%	93%	98%	97%	98%	100%
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	112%	111%	117%	123%	122%	128%

Tabla 3-46. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 2 de 2.

Línea de transmisión	Invierno Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x154 kV Parral - Tap Chillán	48%	46%	48%	53%	55%	56%
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	39%	39%	42%	43%	43%	45%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	89%	90%	89%	93%	94%	98%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	70%	71%	70%	73%	74%	77%
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	42%	41%	43%	45%	47%	47%

Tabla 3-47. Cargabilidad líneas de transmisión con sobrecarga en el horizonte de análisis, Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 2 de 2.

Línea de transmisión	Invierno Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1x154 kV Parral - Tap Chillán	33%	33%	34%	36%	37%	36%
1x66 kV Alto Jahuel - Buin	30%	31%	32%	33%	35%	35%
1x66 kV Rancagua - Tap Off Maestranza	53%	53%	54%	54%	55%	56%
1x66 kV Tap Off Los Lirios - Chumaquito	40%	40%	41%	41%	42%	42%
1x66 kV Tap Tres Esquinas - Tres Esquinas	45%	46%	48%	50%	50%	52%

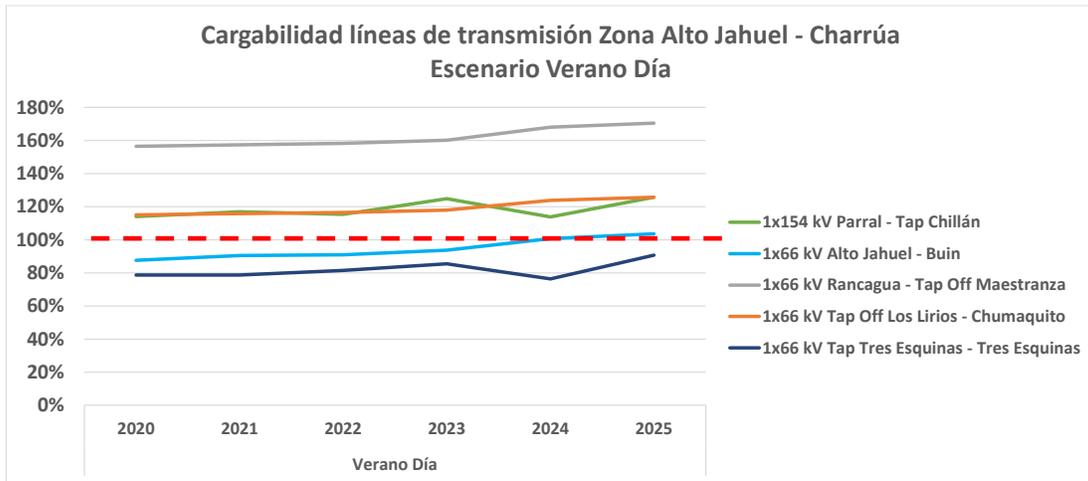


Figura 3-35. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 2 de 2.

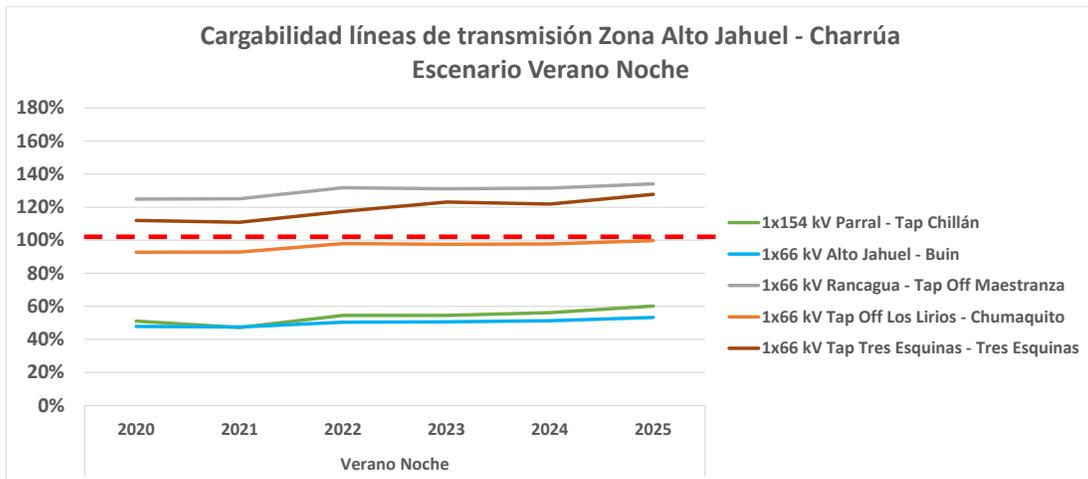


Figura 3-36. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 2 de 2.

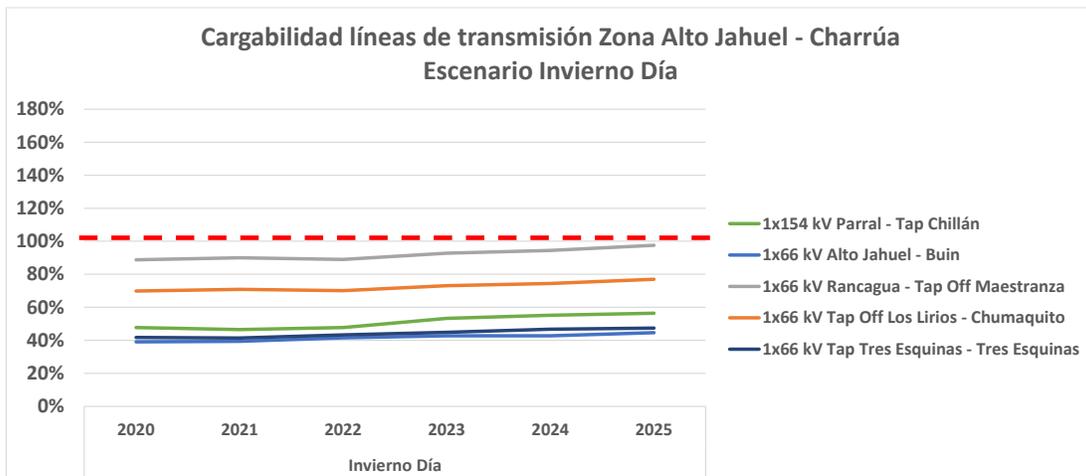


Figura 3-37. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 2 de 2.

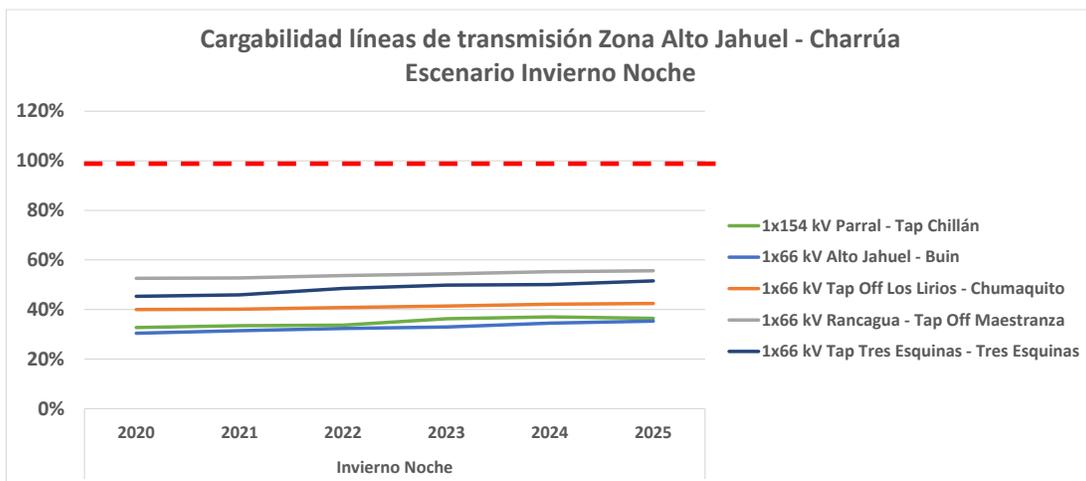


Figura 3-38. Cargabilidades de líneas de transmisión en la zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 2 de 2.

Se observan nuevamente las líneas 1x66 kV Alto Jahuel – Buin, 1x66 kV Tap Off Los Lirios – Chumaquito y 1x66 kV Rancagua – Tap Off Maestranza, con sobrecargas permanentes, como se ha analizado en la sección anterior.

Adicionalmente, para los nuevos supuestos adoptados, se observan sobrecargas en la línea 1x154 kV Parral – Tap Chillán. Dado lo anterior, se recomienda a la empresa CGE la solución de la problemática a través de una propuesta de obra en la zona dando uso al Artículo 102° de la Ley.

En el caso de la sobrecarga observada en la línea 1x66 kV Tap Tres Esquinas – Tres Esquinas, ya se ha propuesto el aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Tap Tres Esquinas – Tres Esquinas en el Informe Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

3.3.2.3 Análisis en tensiones en barras

En las tablas Tabla 3-48 a la Tabla 3-51 se muestran las barras que al final del horizonte de evaluación, presentan tensiones por debajo de aquellas establecidas en Estado Normal en la NTSyCS o cercanas a ella. Al respecto, se puede observar que la SS/EE Hualañé, Licantén, Ranguilí y Parronal, poseen bajos niveles de tensión tanto en invierno como en verano. El sistema radial que se forma desde la S/E Itahue para alimentar las SS/EE mencionadas, provoca una caída de tensión al final del tramo. Es importante destacar que se ha supuesto que la Central Licantén no inyecta energía, lo que supone no disponer del control de tensión asociado; por lo tanto, exigiendo más los requerimientos de reactivos del sistema. En conclusión, la indisponibilidad de la Central Licantén, junto con el retraso de la S/E Mataquito, provocan insuficiencia de reactivos en la zona de Licantén, Hualañé y Ranguilí. Dado lo anterior, se recomienda a la empresa CGE la solución de la problemática mediante la propuesta de un nuevo banco de condensadores en la zona en niveles de 66 kV y a lo menos 15 MVAR, haciendo uso del Artículo 102° de la Ley.

Tabla 3-48. Niveles de tensión en p.u. en barras de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano día – análisis 2 de 2.

Subestación	Verano Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hualañé 66 kV	0,94	0,95	0,95	0,94	0,89	0,85
Licantén 66 kV	0,94	0,96	0,95	0,94	0,85	0,81
Parronal 66 kV	0,95	0,96	0,96	0,96	0,93	0,89
Ranguilí 13,8 kV – sección 1	0,96	0,97	0,97	0,96	0,89	0,85
Ranguilí 13,8 kV – sección 2	0,98	0,99	0,94	0,93	0,92	0,88

Tabla 3-49. Niveles de tensión en p.u. en barras de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario verano noche – análisis 2 de 2.

Subestación	Verano Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hualañé 66 kV	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,89
Licantén 66 kV	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,84
Parronal 66 kV	0,97	0,96	0,96	0,97	0,98	0,93
Ranguilí 13,8 kV – sección 1	0,98	0,97	0,96	0,97	0,98	0,89
Ranguilí 13,8 kV – sección 2	0,95	0,99	0,99	0,95	0,93	0,87

Tabla 3-50. Niveles de tensión en p.u. en barras de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno día – análisis 2 de 2.

Subestación	Invierno Día					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hualañé 66 kV	0,94	0,95	0,96	0,94	0,94	0,95
Licantén 66 kV	0,92	0,93	0,94	0,91	0,92	0,92
Parronal 66 kV	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97
Ranguilí 13,8 kV – sección 1	0,98	0,99	0,99	0,97	0,97	0,98
Ranguilí 13,8 kV – sección 2	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99

Tabla 3-51. Niveles de tensión en p.u. en barras de la Zona Alto Jahuel – Charrúa, escenario invierno noche – análisis 2 de 2.

Subestación	Invierno Noche					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hualañé 66 kV	0,94	0,95	0,95	0,93	0,93	0,94
Licantén 66 kV	0,91	0,93	0,93	0,91	0,90	0,91
Parronal 66 kV	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97
Ranguilí 13,8 kV – sección 1	0,98	1,00	0,99	0,98	0,93	0,99
Ranguilí 13,8 kV – sección 2	0,96	0,98	0,98	0,96	0,90	0,96

3.3.3 ANTECEDENTES ADICIONALES DE PROYECTOS INCLUIDOS EN LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN ENERO 2020 DEL COORDINADOR

3.3.3.1 Nuevos Bancos de Reactores de Barra en S/E Ancoa 500 kV 2x80 MVar, cambio de TT/CC Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa en extremo S/E Ancoa y cambio de TT/CC Línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel circuitos 1 y 2, en ambos extremos.

La S/E Ancoa se ubica en la comuna de Colbún, Región del Maule. La Figura 3-39 muestra una vista área de la S/E.



Figura 3-39. Vista aérea de la S/E Ancoa.

Actualmente la S/E Ancoa posee un patio de 500 kV y de 220 kV, con los siguientes equipos asociados al control de tensión de las barras de 500 kV y 220 kV:

- Autotransformador AT1 750 MVA 220/500 kV.
- Autotransformador AT2 750 MVA 220/500 kV.

- Reactor N°1 de 91 MVAr en 220 kV.
- Banco de condensadores de 65 MVAr en 220 kV.
- Reactores N°1 al N°4 de 84 MVAr en 500 kV.
- Reactores N°5 y N°6 de 110 MVAr en 500 kV.
- Reactor N°7 de 100 MVAr en 500 kV.

El proyecto tiene como finalidad dar solución a las siguientes problemáticas:

- 1) En la actualidad y en los escenarios proyectados, la S/E Ancoa posee una deficiencia en el control de tensión en los escenarios de demanda baja, presentándose sobretensiones en la barra de 500 kV, lo cual es demostrado mediante el informe Estudios Sistemáticos Nuevos Bancos de Reactores en SS/EE Ancoa, Río Malleco y Nueva Ancud, que forma parte de este Informe Complemento.
- 2) Los TT/CC de los paños K3 y K4 en el extremo de la S/E Ancoa de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos, poseen una razón de 1.600/1 A, la cual no está acorde ni a la capacidad térmica del circuito 1 (2.170 MVA; 2,5 kA a 500 kV) ni al circuito 2 (2.364 MVA; 2,7 kA a 500 kV).
- 3) Ambos circuitos 1 y 2 de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, poseen TTCC de razón 1600/1, que impactan tanto en la necesidad del repotenciamiento del circuito 1 por sobre los 1606 MVA actuales, como en la capacidad actual de 1803 MVA del circuito 2.

Acorde a las problemáticas mencionadas, el proyecto consiste en la instalación de dos (2) bancos de reactores de 80 MVAr; el primero, conectado en la barra principal A de 500 kV; el segundo, conectado en la barra principal B de 500 kV, ambos en la S/E Ancoa 500 kV, incluyendo los respectivos paños de conexión. Adicionalmente, es necesario incluir aquellas obras necesarias para el reemplazo de los TT/CC de los paños K1, K2, K3 y K4 de razón 1600/1 A, en la S/E Ancoa, por TT/CC de razón:

- 2500-2000/1 A en los paños K1 y K2 (línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2).
- 4000-2000/1 A en los paños K3 y K4 (línea 2x500 kV Entre Ríos – Ancoa).

Finalmente, en la S/E Alto Jahuel, la obra requerida es el reemplazo de los TT/CC de razón 1600/1 A en los paños K1 y K2, asociados a la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2. La nueva razón debe ser de 2500-2000/1 A.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la Tabla 3-52.

Tabla 3-52. Valorización de la obra de dos reactores trifásicos de 80 MVAr para las barras A y B de la S/E Ancoa 500 kV, y el cambio de distintos TT/CC en las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	8.765
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.139
3	SUB TOTAL CONTRATO	9.904
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	1.635
5	COSTO TOTAL PROYECTO	11.539

3.3.3.2 Proyecto Nuevo Banco de Autotransformador de 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de Transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue.

La S/E Itahue se ubica en la comuna de Itahue, Región del Maule. La Figura 3-40 muestra una vista área de la S/E.



Figura 3-40. Vista aérea de la S/E Itahue.

El proyecto tiene como finalidad dar solución a las siguientes problemáticas:

- 1) Permitir incrementar la seguridad N-1 de la zona, junto con preservar la seguridad ante aperturas del sistema de 154 kV al norte de la S/E Itahue.
- 2) El terciario del Transformador N°1 posee una tensión nominal de 14,8 kV, y los BBCC asociados a este terciario poseen una tensión nominal de 13,2 kV; por lo tanto, no se puede realizar la conexión y los BBCC se encuentran inutilizados.
- 3) TT/CC asociados a los paños de la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca en S/E Itahue, imponen restricciones de transmisión para esta línea.

En este contexto, el proyecto solución consiste en:

- Un nuevo banco de autotransformadores de 220/154/66 kV 300 MVA (3x100/100/40), que contemple la ampliación del patio y la barra de 154 kV, junto a las obras asociadas a la interconexión de los patios de 220 kV y 154 kV.

- El reemplazo de los BBCC del terciario del transformador N°1, por BBCC de tensión nominal 14,8 kV, totalizando 22 MVAR, considerando todas las obras asociadas a los paños del nuevo BBCC, y la ampliación del cerco perimetral de los actuales BBCC.
- La reutilización de los BBCC actuales del terciario del transformador N°1 de la S/E Itahue, en el terciario del Transformador N°2 230/69/13,8 kV 75/75/25 MVA de la S/E Temuco, considerando los paños y obras necesarias para la instalación de estos BBCC, mejorando los perfiles de tensión a nivel de 66 kV, en déficit de la Central Pullinque o por altas transferencias de la línea 2x66 kV Temuco – Loncoche.
- El reemplazo de los TTCC de los paños A3 y A4 asociados a la línea 2x154 kV Itahue – Tinguiririca en S/E Itahue, desde la relación 300-600/5-5 a 1000-1500/5-5.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la Tabla 3-53.

Tabla 3-53. Valorización de las obras asociadas a la S/E Itahue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	10.325
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.499
3	SUB TOTAL CONTRATO	11.824
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.031
5	COSTO TOTAL PROYECTO	13.855

3.3.3.3 Repotenciamiento de la Barra sección N°1 de 66 kV en S/E Rancagua y reemplazo BBCC en terciario del Transformador N°1 en S/E Rancagua.

La S/E Rancagua se ubica en la comuna de Rancagua, Región del Libertador Bernardo O’Higgins. La Figura 3-41 muestra una vista aérea de la S/E.

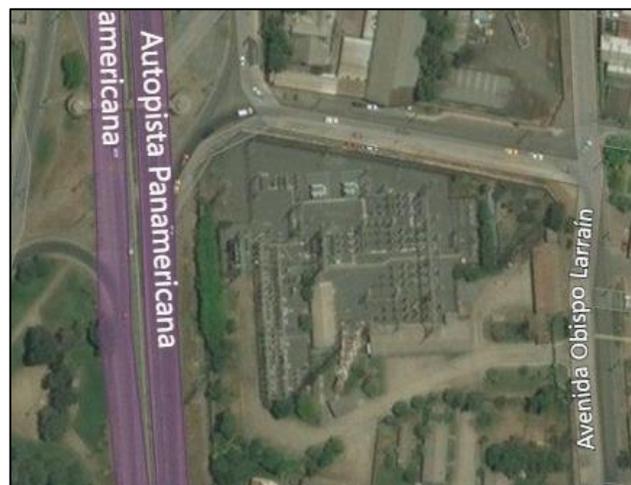


Figura 3-41. Vista aérea de la S/E Rancagua.

El proyecto tiene como finalidad dar solución a las siguientes problemáticas:

- La capacidad de la barra de 66 kV de la S/E Rancagua asociada al Transformador N°1 154/66/14,8 kV 75 MVA, limita la capacidad de transferencia por dicho equipo (protección ajustada a 67,2 MVA en 66 kV).
- El terciario del Transformador N°1 posee una tensión nominal de 14,8 kV, y los BBCC asociados a este terciario poseen una tensión nominal de 13,8 kV; por lo tanto, no se puede realizar la conexión y los BBCC están inutilizados.

En este contexto, el proyecto solución consiste en:

- El re-potenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV a una capacidad de a lo menos 75 MVA.
- El reemplazo de los BBCC del terciario del transformador N°1, por BBCC de tensión nominal 14,8 kV, totalizando 16 MVAR, considerando todas las obras asociadas a los paños del nuevo BBCC, y la ampliación del cerco perimetral de los actuales BBCC.
- La reutilización de los BBCC actuales del terciario del transformador N°1 de la S/E Rancagua de CGE, en el terciario del Transformador N°1 154/69/13,8 kV 75/75/25 MVA de la S/E Parral, también de propiedad de CGE, considerando los paños y obras necesarias para la instalación de estos BBCC.

El costo estimado de este proyecto se muestra en la Tabla 3-54.

Tabla 3-54. Valorización de las obras asociadas a la S/E Rancagua.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.540
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	260
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.800
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	277
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.077

3.4 ZONA CHARRÚA – CHILOÉ

Los análisis desarrollados para la zona Charrúa-Chiloé, toman como principal entrada la información de proyectos a marzo del 2020, en proceso de aprobación por Acceso Abierto y la actualización de información proporcionada por las empresas que operan el sistema de transmisión de esta zona.

También se incluye un análisis de los posibles efectos en el sistema de transmisión de esta zona, considerando los retrasos en los procesos de adjudicación, asociados a ciertos proyectos del Decreto Exento N°418 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018)

3.4.1 ANÁLISIS PARA ABASTECIMIENTO ZONA DE CONCEPCIÓN DEBIDO A PROYECTO MAPA Y DESCARBONIZACIÓN.

Ante el escenario de retiro anticipado de la central Bocamina I (diciembre 2020) y de la central Bocamina II (mayo 2022), el Coordinador desarrolla un análisis sistémico en la zona, con el objetivo de verificar el impacto de esta medida en el abastecimiento de la demanda del Gran Concepción.

En el diagnóstico presentado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, que emitió el Coordinador el 22 de enero del presente año, se presentaron antecedentes que dan cuenta del debilitamiento del sistema eléctrico que abastece la zona de Concepción debido a la modificación en sus condiciones de operación, ante el ingreso del proyecto MAPA (como consumo) y considerando el retiro de las centrales Bocamina 1 y 2.

El desarrollo del proyecto MAPA, que está declarado en construcción con entrada en operación estimada para fines del año 2020, implica un alto impacto sobre la operación del sistema eléctrico que interconecta la Región del Biobío, debido a que ese proyecto puede consumir hasta 90 MW o inyectar hasta 160 MW, dependiendo de la operación interna de la Planta Arauco. Por ejemplo, en la etapa de comisionamiento necesita consumir 90 MW. Lo anterior, de acuerdo con lo informado en Carta de Escenarios Mínimos de carácter definitivo emitida por el Departamento Conexiones del Coordinador.

En la Figura 3-42 se presenta el sistema de 220 kV y 154 kV que abastece el Gran Concepción y la costa sur de la región del Biobío, considerando el proyecto MAPA que se encuentra en construcción.

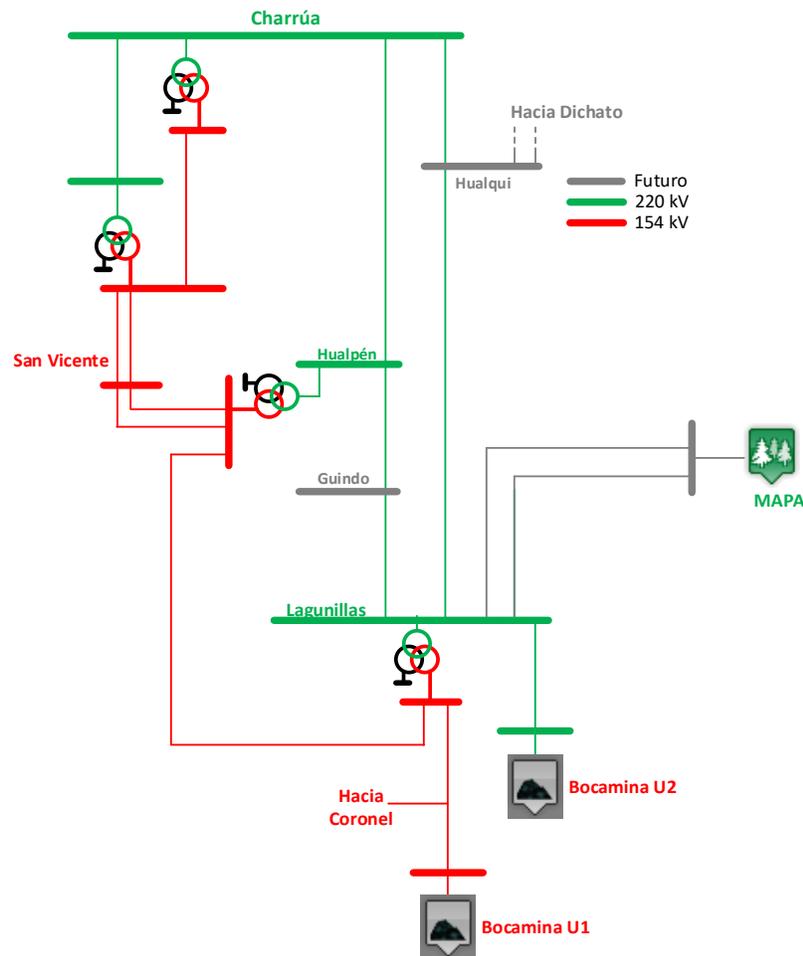


Figura 3-42: Sistema que abastece el Gran Concepción y la costa sur de la Región del Biobío.

3.4.1.1 Antecedentes para el análisis

3.4.1.1.1 Demanda

El escenario de demanda empleado corresponde al obtenido en el informe de Diagnóstico de Uso del Sistema de Transmisión 2019, del Coordinador, en el cual se identifica que la peor condición fue registrada el día 17 de octubre del año 2018 a las 11 horas. Lo que corresponde a periodo de verano en la zona.

En la Tabla 3-55 se presentan los consumos estimados para el año 2021 de la zona Concepción, comprendidos entre la subestación Mahns al norte y Cañete al sur, y el consumo interno del Proyecto MAPA.

Dado que el proyecto MAPA tiene la particularidad de que puede inyectar o consumir energía y que constituye un proyecto relevante para la zona, se procede a evaluar el desarrollo del sistema en las condiciones más exigentes de operación, para lo cual se consideran el caso en que el Proyecto MAPA no

consume ni inyecte energía de la red y en el cual consume los 90 MW correspondientes al retiro máximo informado por el desarrollador.

Tabla 3-55: Consumos Zona Concepción al año 2021

Consumo	Demanda Máxima al año 2021
Zona Concepción	489 MW
Proyecto MAPA	0 - 90

3.4.1.1.2 Generación

Las centrales Bocaminas I y II se consideran preliminarmente a mínimo técnico y se retiran de servicio en función a las fechas estimadas de salida, diciembre de 2020 y mayo del 2022 respectivamente.

La generación de la zona se ajusta en orden del despacho obtenido en el escenario de demanda máxima coincidente. Lo que corresponde a inyecciones desde el PE Lebú (3 MW) y excedentes de 7 MW desde la S/E Petropower, mientras que el resto de las centrales térmicas se consideran fuera de servicio.

3.4.1.1.3 Escenarios de Simulación

En la Tabla 3-56 y Tabla 3-57 se presentan los escenarios de simulación analizados para el año 2020-2025, de demanda y generación respectivamente.

Tabla 3-56: Escenarios de simulación para el año 2020-2025.

Escenarios	Demanda Concepción [MW]					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Escenario 1	Sistema: 474 Mapa: 0	Sistema: 489 Mapa: 0	Sistema: 506 Mapa: 0	Sistema: 523 Mapa: 0	Sistema: 540 Mapa: 0	Sistema: 558 Mapa: 0
Escenario 2	Sistema: 474 Mapa: 0	Sistema: 489 Mapa: 90	Sistema: 506 Mapa: 90	Sistema: 523 Mapa: 90	Sistema: 540 Mapa: 90	Sistema: 558 Mapa: 90

Tabla 3-57: Bocaminas I y II, en Escenarios de simulación para el año 2020-2025.

Escenarios	Bocamina I y II				
	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario 1 y 2	Bocamina I: M. Técnico Bocamina II: M. Técnico	Bocamina I: F/S Bocamina II: M. Técnico	Bocamina I: F/S Bocamina II: F/S	Bocamina I: F/S Bocamina II: F/S	Bocamina I: F/S Bocamina II: F/S

3.4.1.1.4 Resultados de Estudio de flujos de potencia.

En las Figura 3-43 y Figura 3-44 se presentan los niveles de cargabilidad del sistema en estudio, considerando el escenario de demanda empleado en el diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión zonal y contemplando distintos niveles de consumo del Proyecto MAPA (0-90MW) y a las centrales de Bocaminas I y II considerando el retiro anticipado. Finalmente hay que indicar que el análisis considera una temperatura ambiente de 30°C.

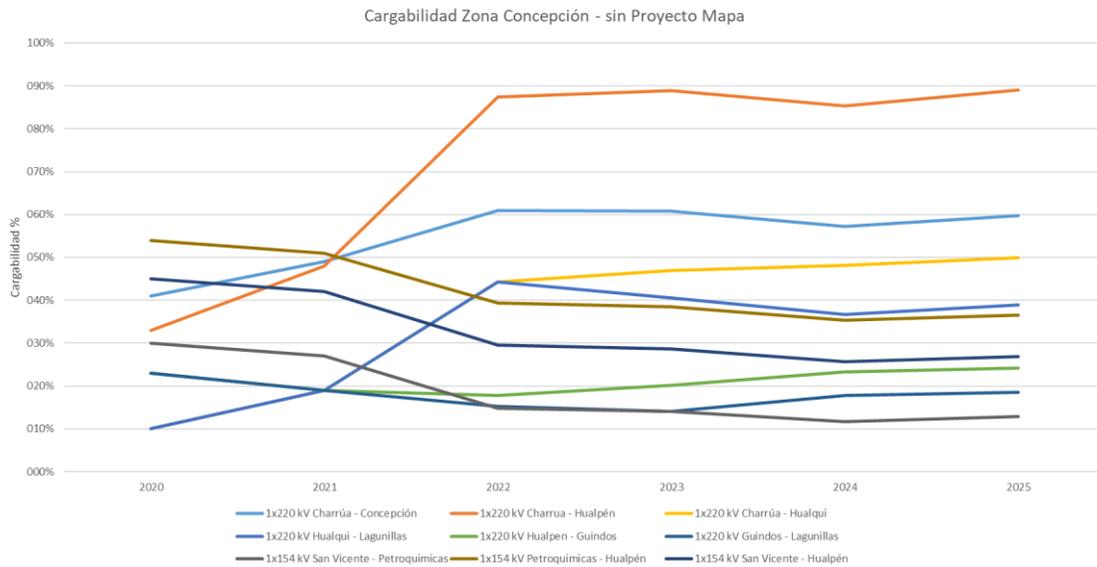


Figura 3-43: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 1.

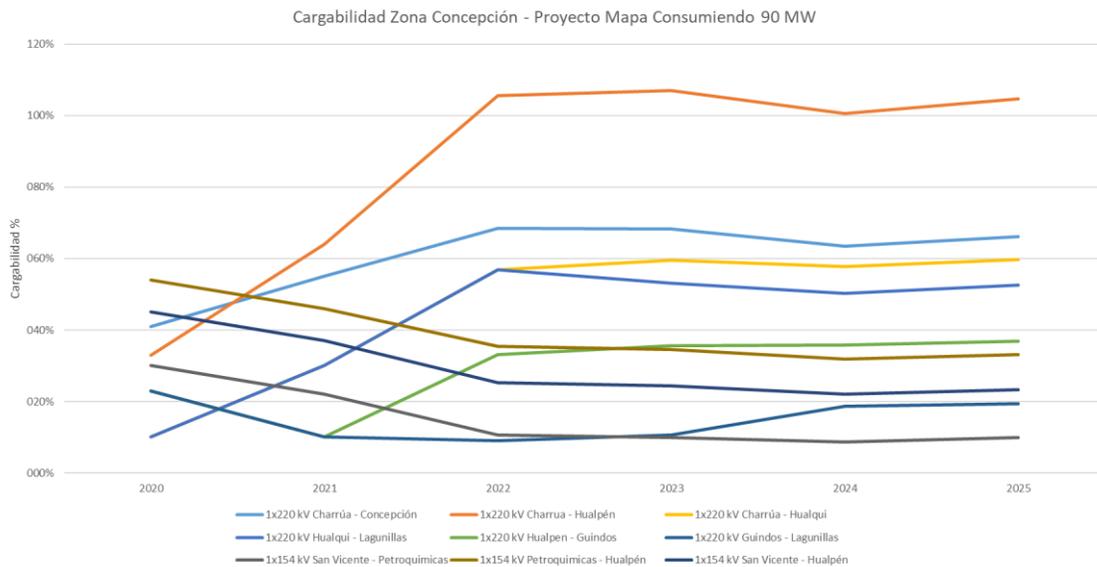


Figura 3-44: Proyección de cargabilidad del sistema - Escenario 2.

De los resultados se observa que en la condición de operación con el proyecto MAPA consumiendo, las líneas de transmisión del entorno experimentan un incremento en su cargabilidad, destacándose la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, la cual se cargaría por sobre su capacidad nominal al año 2022 en caso de que MAPA consuma 90 MW y ambas centrales Bocaminas estén fuera de servicio. Cabe destacar que la disminución en la cargabilidad de dicha línea al año 2024 se debe al ingreso de la línea costera, la que toma carga de la zona costa norte del Gran Concepción.

Por su parte, del análisis se observa que para el año 2025, en caso de no contar con generación en la zona de Concepción y el proyecto MAPA se encuentra fuera de servicio o autogenerando su consumo (neto=0), la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén se cargaría en un 89%, lo cual gatilla la necesidad de desarrollar una obra de expansión en la zona. Respecto a los niveles de tensión, cabe indicar que, para todos los escenarios evaluados, éstos se encuentran dentro de los rangos de tensión establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

3.4.1.1.5 Análisis de alternativas

En vista de la problemática identificada, se estudian dos alternativas de solución para asegurar el abastecimiento de la zona de Concepción. El análisis se desarrolla considerando que las obras que solucionan los problemas de cargabilidad son promovidas en el Plan de Expansión de la Transmisión 2020, con lo cual, la puesta en servicio se materializaría el año 2025.

3.4.1.1.6 Alternativa 1: Tendido Segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas más seccionamiento en Hualqui

Esta obra consiste en tender el segundo circuito de la línea de transmisión 220 kV Charrúa – Lagunillas y el seccionamiento de éste en la S/E Hualqui, con la incorporación de los paños de conexión en S/E Charrúa y Lagunillas. En la Figura 3-45 se observan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio, con el proyecto MAPA consumiendo 90 MW, en el cual se considera que esta obra entra en servicio el año 2025.

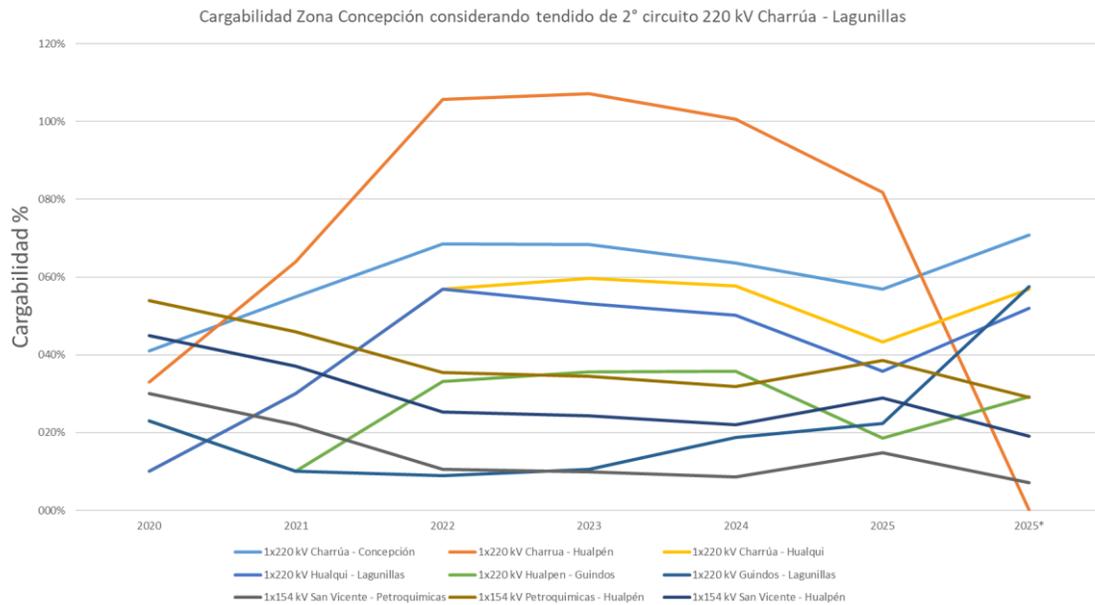


Figura 3-45: Niveles de cargabilidad considerando el tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

A modo ilustrativo en la Figura 3-46 se presentan los flujos de potencia obtenidos para el año 2025, al considerar el tendido del segundo circuito de la línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas y desconectada la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.

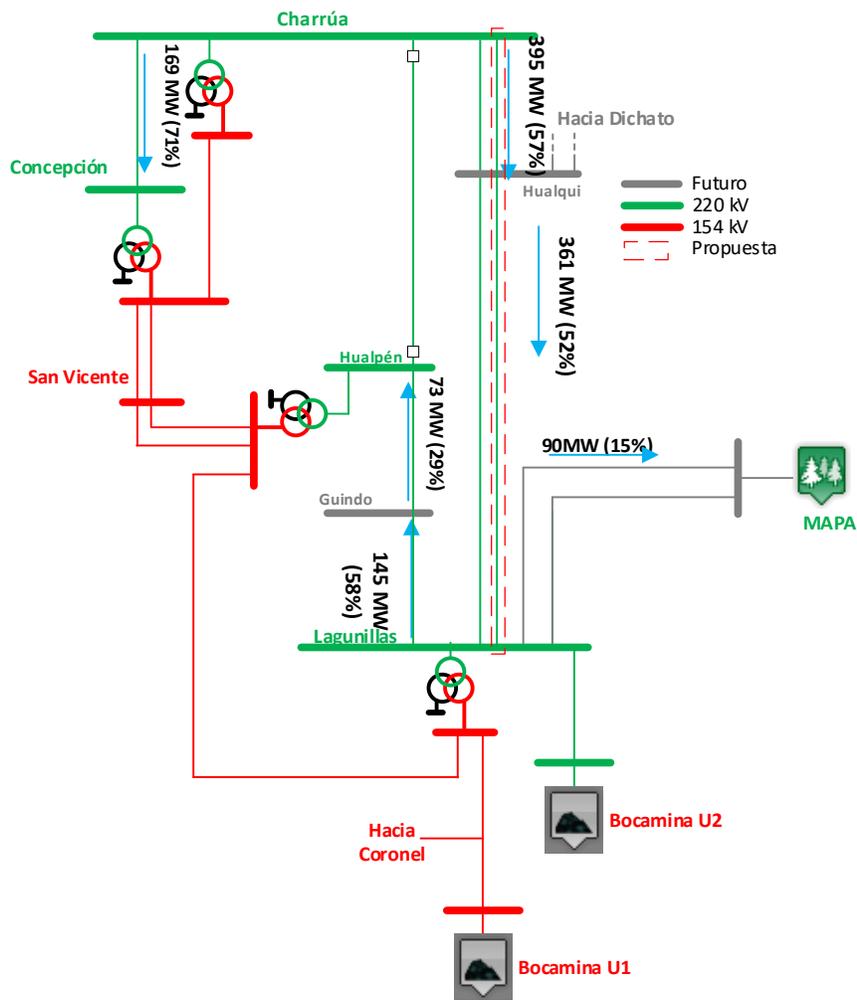


Figura 3-46: Flujos esperados Zona Concepción Año 2025 – Alternativa 1

De la Figura 3-45 se observa que los niveles de cargabilidad de las líneas 1x220 kV Charrúa – Hualpén y 2x220 kV Charrúa – Hualqui disminuyen sus niveles de cargabilidad a 82% y 43% respectivamente. Sin bien, la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén se encuentra con un nivel de carga por sobre un 80% de su capacidad, es posible operar el sistema con dicha línea fuera de servicio, en donde la línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui se cargaría en un 57%, resultados considerando dicha maniobra operativa se presentan en el año 2025* de la Figura 3-45.

En la Tabla 3-58 se presentan los costos asociados al tendido del segundo circuito de la línea 220 kV Charrúa – Lagunillas contemplando el seccionamiento en la S/E Hualqui.

Tabla 3-58: Valorización estimada por el Coordinador para alternativa 1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	14.493
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.853

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
3	SUB TOTAL CONTRATO	16.346
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.749
5	COSTO TOTAL PROYECTO	19.095

3.4.1.1.7 Alternativa 2: Nueva S/E Seccionadora líneas 2x220 kV Lagunillas – Mapa y 2x220 kV Charrúa – Santa María.

Una segunda alternativa de solución ante esta problemática consiste en una nueva subestación que seccione las líneas 2x220 kV Lagunillas – MAPA y 2x220 kV Charrúa – Santa María justo en el cruce de ambas. En la Figura 3-47 se observan los niveles de cargabilidad del sistema bajo estudio con el proyecto MAPA consumiendo 90 MW, en el cual se considera que esta obra entra en servicio el año 2025.

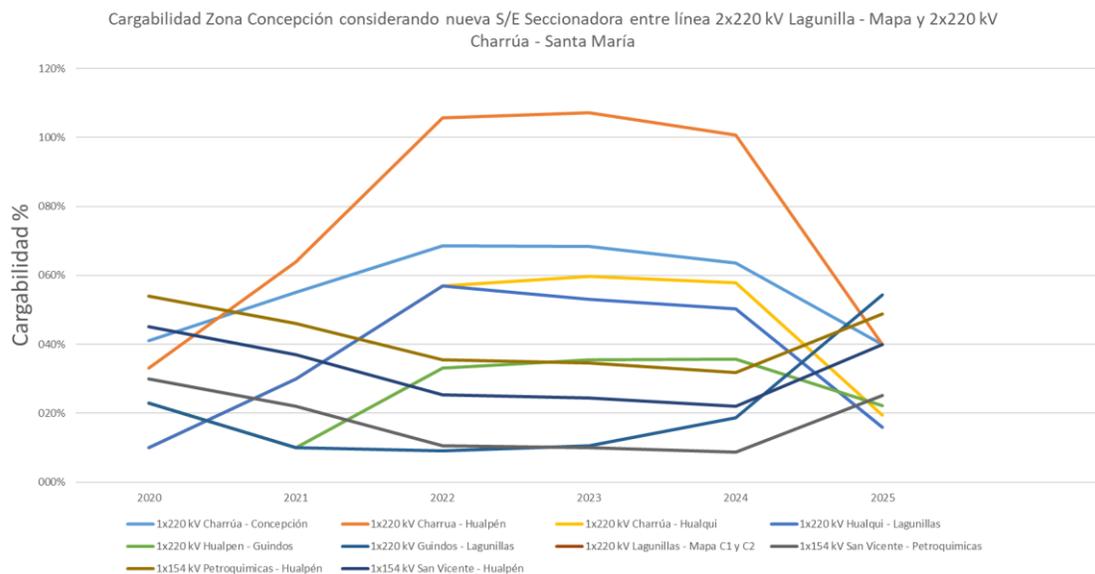


Figura 3-47: Niveles de cargabilidad considerando la Nueva S/E Seccionadora.

A modo ilustrativo en la Figura 3-48 se presentan los flujos de potencia obtenidos para el año 2025, al considerar la subestación seccionadora indicada.

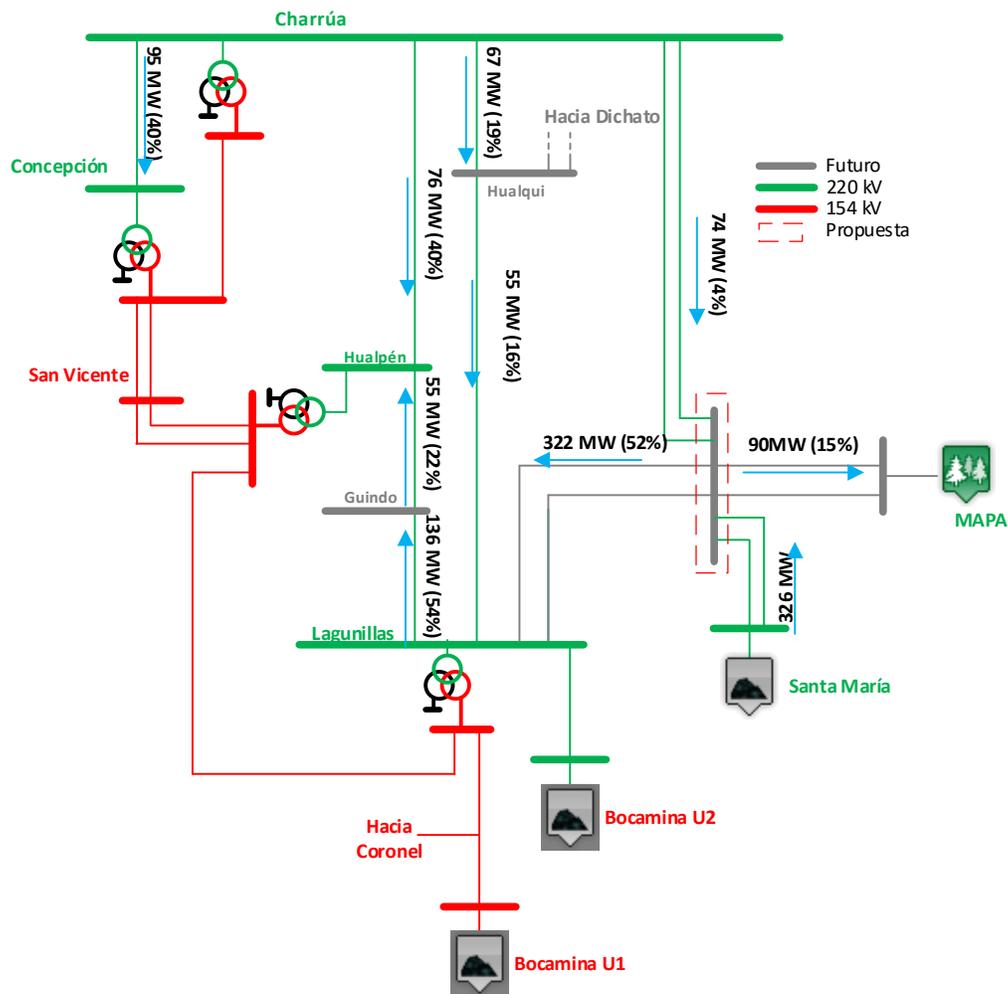


Figura 3-48: Flujos esperados Zona Concepción Año 2025 – Alternativa 2

En la Figura 3-47 se aprecia que los niveles de cargabilidad de las líneas 1x220 kV Charrúa – Hualpén y 1x220 kV Charrúa – Hualqui, disminuyen sus niveles de cargabilidad a 40% y 19% respectivamente. Mientras que la línea 1x220 kV Guindos – Lagunillas incrementaría su cargabilidad a un 54% aproximadamente.

En la Tabla 3-59 se presentan los costos asociados a la subestación seccionadora 220 kV bajo evaluación, considerando una configuración de barras en interruptor y medio.

Tabla 3-59: Valorización estimada por el Coordinador para la alternativa 2.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	12.542
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.630
3	SUB TOTAL CONTRATO	14.172
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.339
5	COSTO TOTAL PROYECTO	16.511

En el caso de que se materializase esta obra de solución, las instalaciones dedicadas intervenidas pasarían a formar parte del Sistema Nacional o Zonal, lo que implican que deben ser remuneradas por los consumidores del país y de la zona respectivamente. Por lo tanto, es pertinente considerar los costos asociados a las instalaciones existentes de las líneas a intervenir, los cuales corresponden a un valor de inversión de 5.245 MUSD para el tramo 2x220 kV Lagunillas – MAPA y 20.657 MUSD para el tramo 2x220 kV Charrúa – Santa María, lo que implica que el costo total de transmisión de la alternativa 2 sería de 42.413 MUSD.

3.4.1.1.8 Recomendación

En atención con las propuestas de retiro anticipado de las centrales Bocamina I y Bocamina II, se realiza un análisis sistémico en la zona involucrada, con el objetivo de verificar el impacto de esta medida en el abastecimiento de la demanda del Gran Concepción.

De los estudios de planificación, se identifica que los escenarios más críticos en la zona se producen cuando las centrales Bocamina I y II se encuentran fuera de servicio y el Proyecto Mapa no inyecta energía a la red, por lo cual se evaluaron dos escenarios con distintos niveles de consumo del proyecto MAPA.

En conformidad con los escenarios evaluados se puede mencionar lo siguiente respecto a cada uno:

- En el escenario 1, en el cual el proyecto MAPA se considera fuera de servicio o autogenerando su consumo (demanda neta =0), se observa que la línea 1x220 kV Charrúa – Trébol, presenta una cargabilidad por sobre el 85% al año 2025.
- En el escenario 2, en el cual el proyecto MAPA no genera y consume 90 MW, se aprecia que la línea 1x220 kV Charrúa – Trébol se carga por sobre su capacidad nominal una vez la central Bocamina II se encuentre fuera de servicio.

En vista de los resultados obtenidos se analizaron dos alternativas de solución:

- Alternativa 1: Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.
- Alternativa 2: Nueva S/E Seccionadora de las Líneas 2x220 kV Lagunillas – MAPA y 2x220 kV Charrúa – Santa María.

La evaluación técnica de ambas alternativas muestra que ambas resuelven la problemática identificada en el sistema, sin embargo, la alternativa 1 presenta menores costos de construcción del proyecto.

3.4.1.2 Solución propuesta para abastecimiento de Concepción

De los antecedentes de la sección 3.4.1.1 se establece que la mejor alternativa para dar solución al abastecimiento de Concepción corresponde al proyecto Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas, debido a la que el valor de construcción es menor que la alternativa Nueva S/E Seccionadora de las Líneas 2x220 kV Lagunillas – MAPA y 2x220 kV Charrúa – Santa

María. La solución conceptual del proyecto Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas se muestra a continuación.

3.4.1.2.1 Proyecto Tendido del segundo circuito de la línea de transmisión 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

La línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas cruza por las comunas de Cabrero, Yumbel, Hualqui y Coronel, las cuales pertenecen a la Región del Biobío. En la Figura 3-49 se muestra la vista aérea de la zona en la cual se encuentra emplazada esta línea.

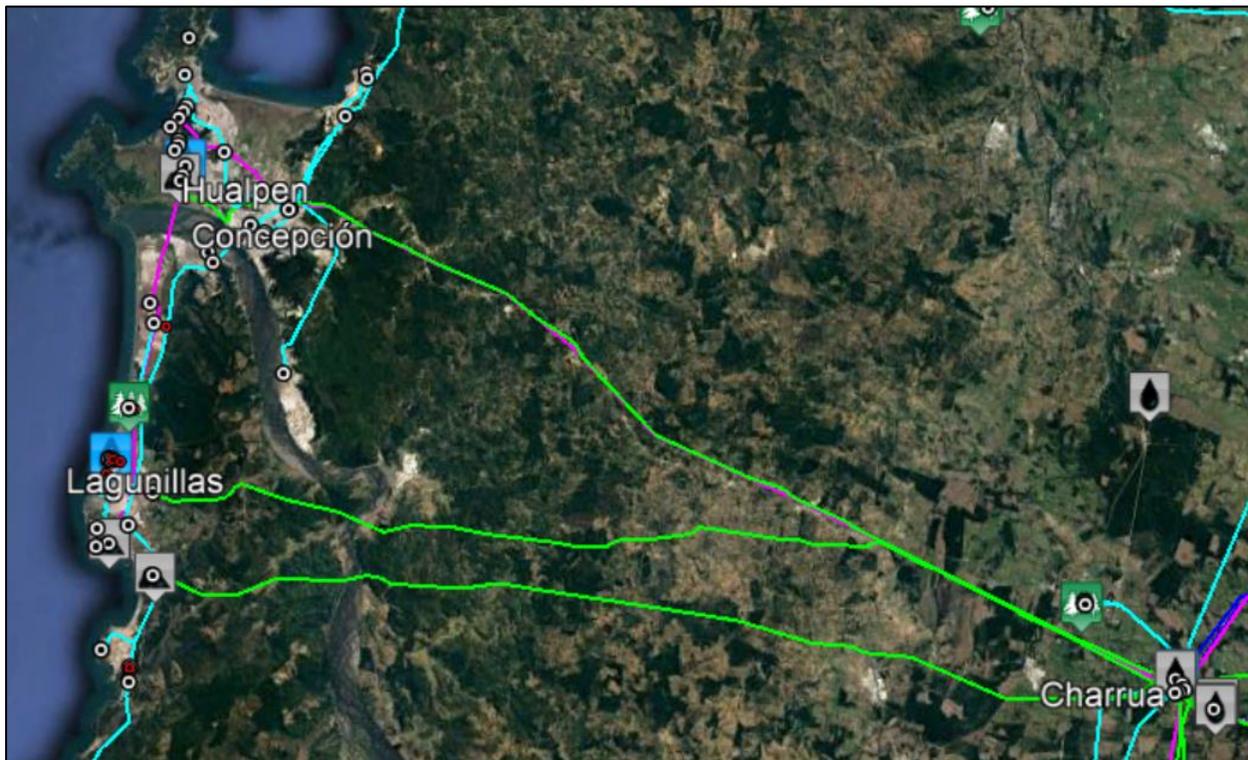


Figura 3-49: Vista aérea Línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

La línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas tiene un largo de aproximadamente 79 kms y una capacidad de transmisión de 366 MVA a 25°C. Esta línea, en conformidad a lo dispuesto en el Decreto Exento N°418 del año 2017 que fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, será seccionada por la nueva S/E seccionadora Hualqui 220/66 kV a aproximadamente 20 kms de la S/E Lagunillas.

Conforme a los resultados expuestos en la sección 3.4.1 se identifica la necesidad de tender el segundo circuito de dicha línea, producto a que, ante la presencia de un escenario de alto consumo, sin generación local y el proyecto mapa consumiendo, no es posible abastecer en su totalidad la demanda requerida.

El proyecto consiste en tender el segundo circuito de la línea de transmisión 220 kV Charrúa – Lagunillas y el seccionamiento de éste en la S/E Hualquí, con la incorporación de los paños de conexión en S/E Charrúa y Lagunillas.

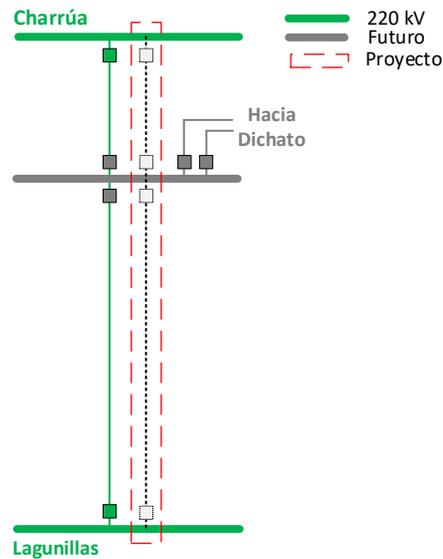


Figura 3-50: Esquema simplificado proyecto tendido segundo circuito línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas.

El costo estimado del proyecto se presenta en la Tabla 3-60 se presenta la valorización del proyecto, que considera el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa – Lagunillas y los paños en las subestaciones Charrúa, Lagunillas y Hualquí.

Tabla 3-60: Valorización estimada tendido segundo circuito línea 1x220 kV Charrúa – Lagunillas

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	14.493
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.853
3	SUB TOTAL CONTRATO	16.346
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.749
5	COSTO TOTAL PROYECTO	19.095

3.4.2 SENSIBILIDAD RETRASO LICITACIONES DE OBRAS VÍAS PLANES DE EXPANSIÓN.

La siguiente sección tiene como objetivo evaluar el impacto del retraso de obras nuevas y de ampliación, producto de procesos de licitación no adjudicados. En particular se analizan los procesos de licitación asociados al Decreto Exento N°318 del 4 de agosto de 2017 (DE 418/2017) y el Decreto Exento N°293 del 29 de octubre de 2018 (DE 293/2018). Primeramente, el DE 418/2017, fija el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

Los proyectos contenidos en las resoluciones mencionadas anteriormente fueron sometidos a un proceso de licitación efectuado por el Coordinador Eléctrico Nacional, obteniéndose como consecuencia un total de 3 obras nuevas, comprendidas entre las Subestaciones Charrúa y Chiloé, que no fueron adjudicadas.

Estas obras nuevas fueron declaradas desiertas en dos procesos de licitación, existiendo a la fecha un proceso para el tercer llamado a licitación, y se presentan en la Tabla 3-61.

Tabla 3-61: Obras Nuevas declaradas desiertas para el DE 418/2017, Zona Alto Jahuel – Charrúa

Obras Nuevas declaradas Desiertas
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito
Nueva Subestación Trébol 220/66 kV
Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejército

En vista de que dichas obras han sido declaradas desiertas en dos oportunidades, se procede a evaluar el desempeño del sistema para abastecer la demanda en los próximos 5 años al no contar con dichas obras, con el propósito de obtener un diagnóstico de las respectivas zonas y promover una nueva obra (condicionada) en caso de ser necesario.

3.4.2.1 Nueva Subestación Trébol 220/66 kV y Nueva línea 2x66 kV Trébol - Ejército

El proyecto Subestación El Trébol 220/66 kV y Nueva Línea 2x66 Kv Trébol – Ejército, corresponde a una obra que tienen como propósito fortalecer el sistema zonal que abastece la ciudad de Concepción. En la Figura 3-51 se presenta la ubicación geográfica de ambos proyectos (color rojo), mientras que en la Figura 3-52 se observa un diagrama simplificado del sistema de transmisión de la zona bajo estudio.

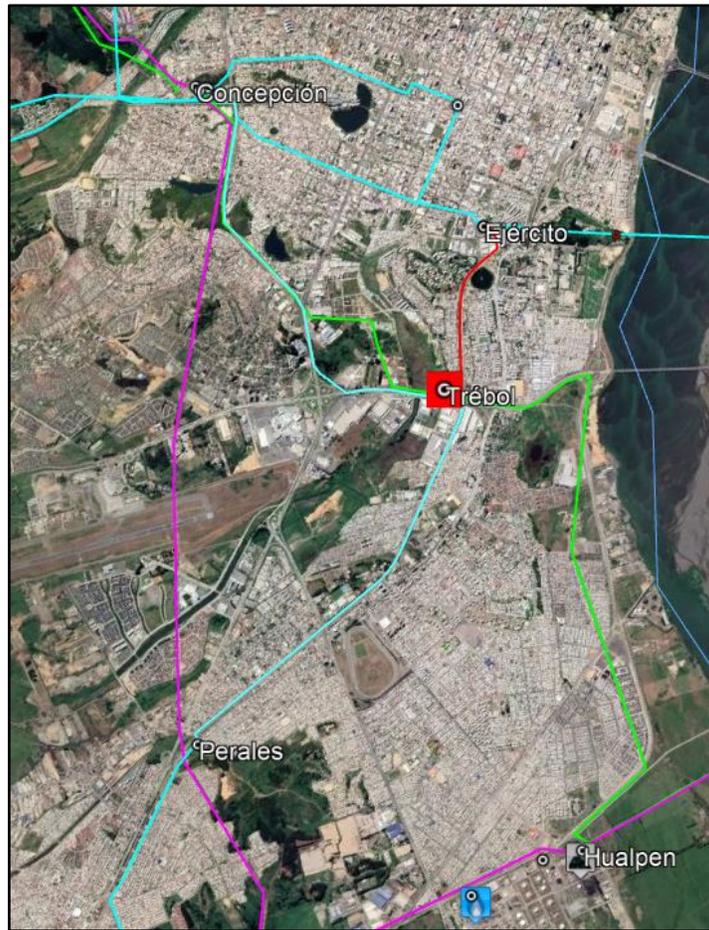


Figura 3-51: Ubicación geográfica proyectos S/E Trébol y línea 2x66 kV Trébol – Ejército

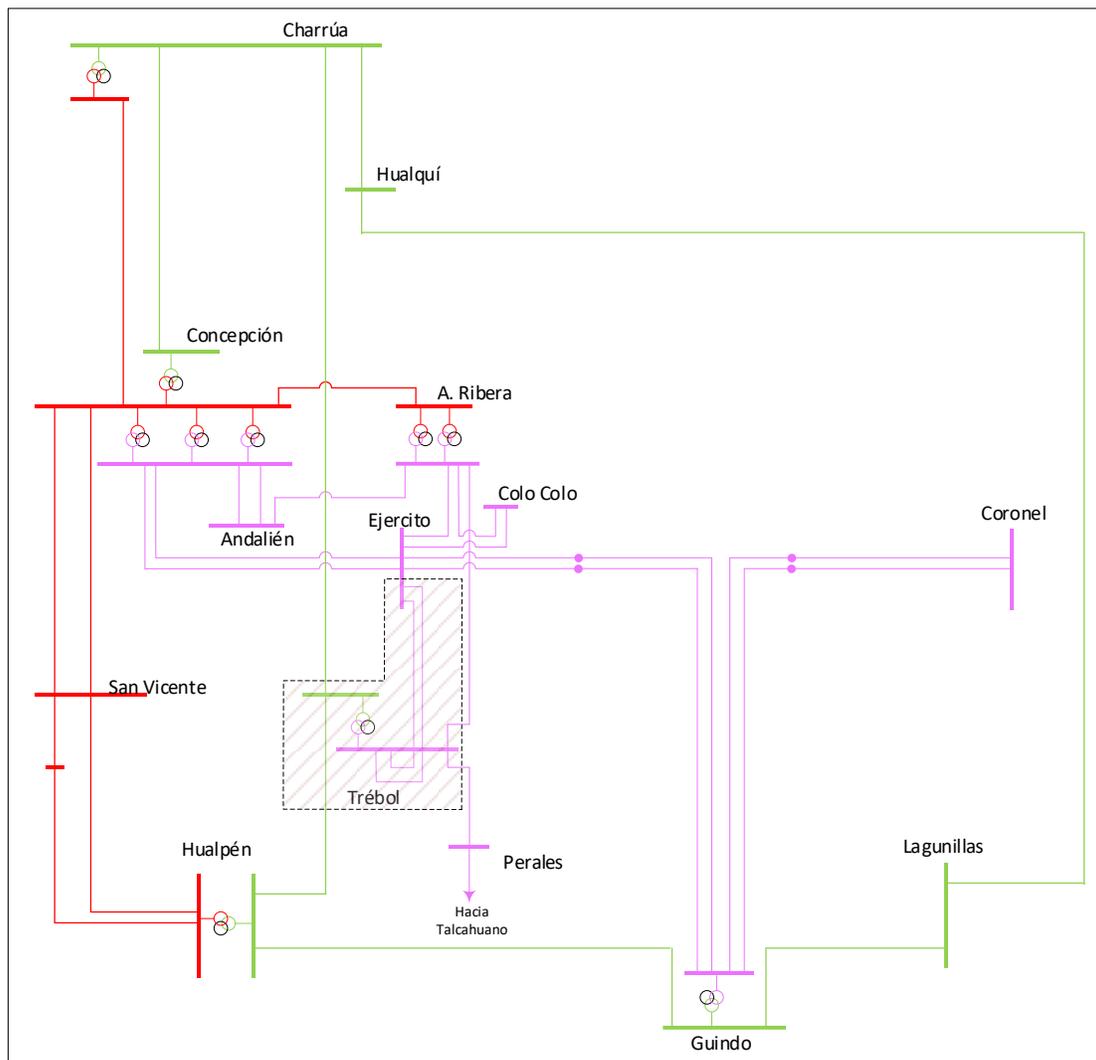


Figura 3-52: Diagrama Simplificado Sistema Zonal que abastece Concepción

El proyecto S/E Trébol consiste en una subestación seccionadora de la línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, la cual incluye un transformador 220/66 kV de 90 MVA y un transformador 66/15 kV de 30 MVA, más el seccionamiento de la línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales. Además, en complemento a esta obra se encuentra la línea 2x66 kV Trébol – Ejército. Según lo indicado en la Resolución Exenta N° 320 del año 2017, en la cual la CNE aprueba informe final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, esta obra tiene como objetivo otorgarle suficiencia y seguridad a la zona.

En consecuencia, a que ambas obras han sido declaradas desiertas en dos oportunidades, se procede a diagnosticar el sistema de transmisión zonal involucrado sin considerar estas obras, para el periodo 2020 – 2025. El diagnóstico se desarrolla bajo los mismos criterios empleados en el informe “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión” publicado el 9 de diciembre de 2019.

En la Figura 3-53 y Figura 3-54 se presentan los niveles de cargabilidad de los transformadores AT/AT y líneas de transmisión respectivamente, sin considerar ambos proyectos, de las instalaciones que más se benefician con la incorporación de las obras de transmisión declaradas desiertas en la zona de concepción.

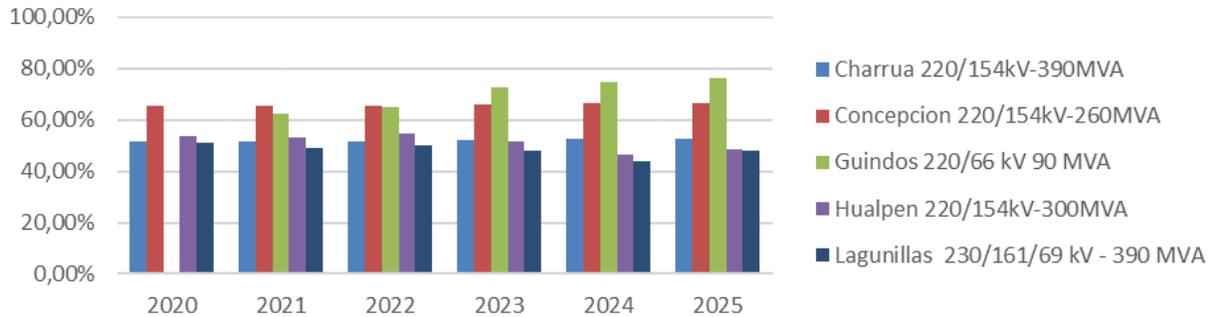


Figura 3-53: Cargabilidad transformadores AT/AT Concepción

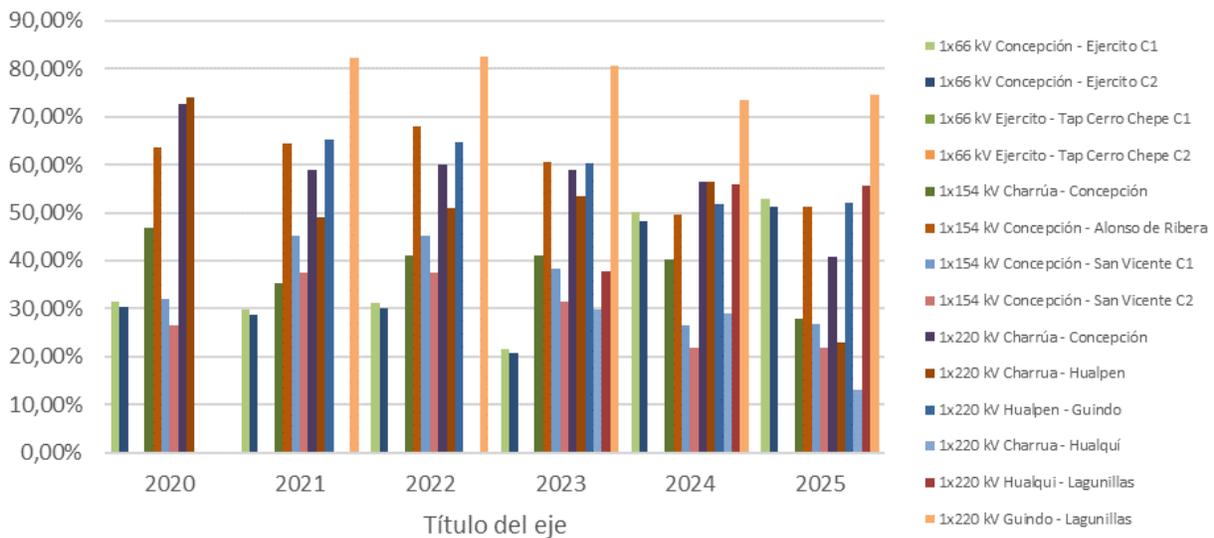


Figura 3-54: Cargabilidad líneas de transmisión Concepción

En conformidad al diagnóstico de las líneas de transmisión y transformadores AT/AT se identifica que no es necesario promover otra obra para asegurar el abastecimiento de la demanda para el periodo 2020 – 2025.

Por su parte, como la obra también considera un transformador AT/MT de 30 MVA en la S/E Trébol, se procede a diagnosticar los transformadores AT/MT de las SSEE Perales y Ejercito que corresponden a las instalaciones a las cuales les quita carga dicha unidad de transformación. Los resultados se presentan en la Tabla 3-62, y se observa un alto nivel de cargabilidad de la S/E Perales, por lo que se incorporan los niveles de cargabilidad de los transformadores de las SSEE Talcahuano y Ejercito que se encuentran aledañas a Perales. Se identifica la necesidad de desarrollar una obra que permita descongestionar los transformadores de la S/E Perales, ya que no se observa la posibilidad de disminuir la cargabilidad de los transformadores de la Subestación Perales a través de instalaciones cercanas.

Tabla 3-62: Niveles de cargabilidad en S/E al entorno de la S/E Trébol

Subestación	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
EJERCITO 66/15KV 25MVA 1	57%	59%	62%	65%	69%	72%	75%	78%
EJERCITO 66/15KV 25MVA 2	57%	59%	62%	65%	69%	72%	75%	78%
PERALES 66/15KV 25MVA 1	80%	83%	87%	91%	94%	98%	102%	106%
PERALES 66/15KV 25MVA 2	80%	83%	87%	91%	94%	98%	102%	106%
LATORRE 66/15KV 25MVA 1	53%	55%	58%	61%	63%	66%	69%	72%
TALCAHUANO 154/15KV 18.7MVA 3	61%	64%	67%	70%	73%	77%	80%	83%
TALCAHUANO 66/15KV 22.5MVA 5	61%	64%	67%	70%	73%	77%	80%	83%

En conformidad a los resultados se recomienda que en el plan de expansión de la transmisión 2020 se incorpore una obra, que permita solucionar la problemática expuesta, condicionada a la no adjudicación de la nueva Subestación El Trébol en el tercer llamado a licitación. De todas formas, ante la necesidad y urgencia de la obra se recomienda evaluar la aplicación Artículo 102° de la LGSE.

3.4.2.2 Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer Circuito

El proyecto Nueva Línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito, corresponde a una obra que tiene como propósito evitar futuras sobrecargas en la línea 1x110 kV Castro – Chonchi que posee una capacidad de aproximadamente 45 MVA a 25°C. En la Figura 3-55 se presenta la ubicación geográfica de la futura línea (color rojo), y un diagrama simplificado del sistema de transmisión de la zona bajo estudio.

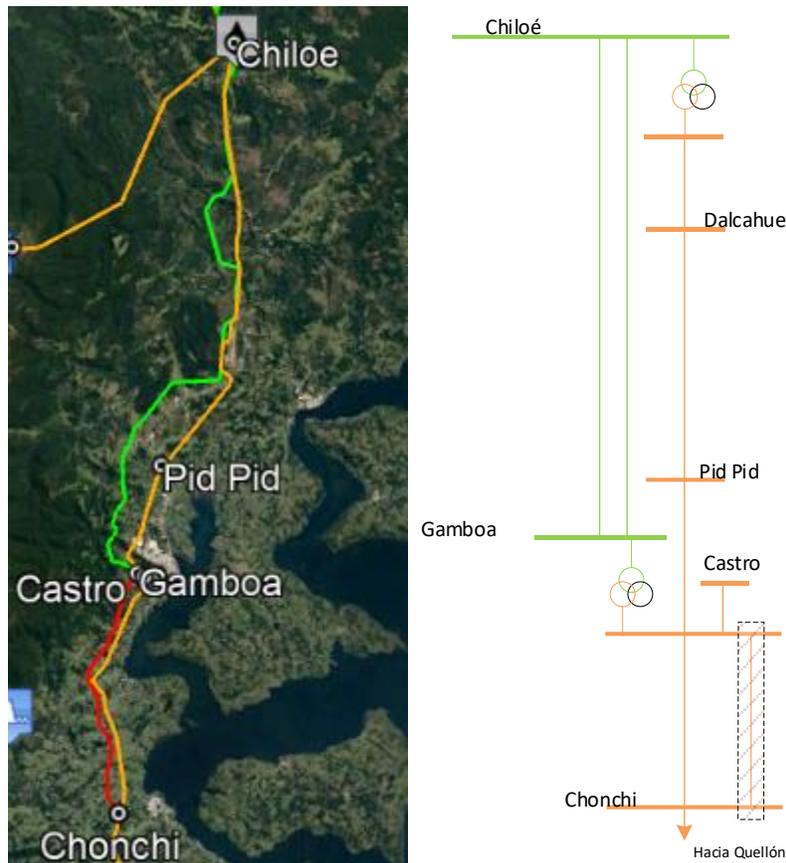


Figura 3-55: Ubicación geográfica proyecto Nueva Línea 2x220 Kv Gamboa – Chonchi Energizada En 110 Kv, Tendido Del Primer Circuito

Dado a que esta obra ha sido declarada desierta en dos procesos de licitación, se procede a diagnosticar el sistema de transmisión zonal involucrado sin considerar estas obras, para el periodo 2020 – 2025. Se determina el máximo nivel de cargabilidad al cual se somete la línea 1x110 kV Gamboa – Chonchi, por lo cual se obtiene un escenario de demanda máxima coincidente entre las subestaciones Chonchi y Quellón.

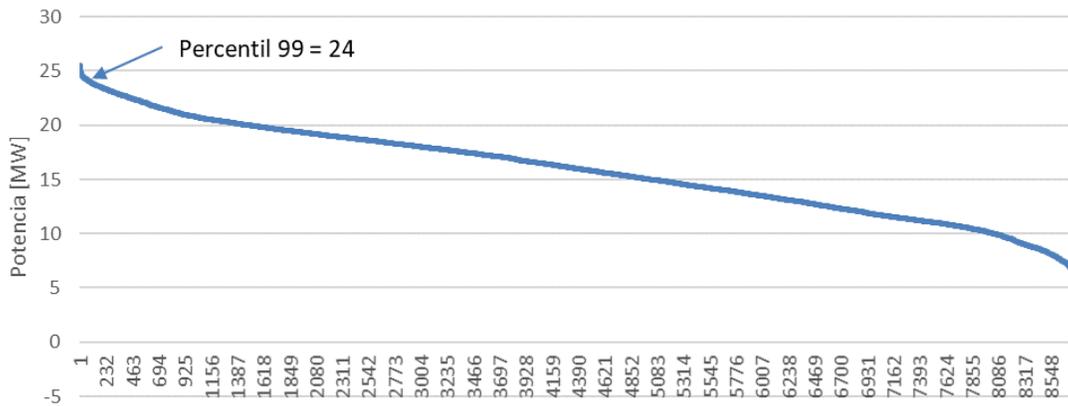


Figura 3-56: Curva de duración consumos entre SSEE Chonchi y Quellón

A partir de los registros de demanda se determina que el percentil 99 corresponde a 24 MW, ocurrida el 08/01/2018 a las 13 horas, consumo empleado para determinar los niveles de cargabilidad de la línea 1x110 kV Gamboa – Chonchi, el cual está compuesto por 10,27 MW en la S/E Chonchi y 13,73 MW en la S/E Quellón.

Acorde a la fecha que obtiene la demanda máxima, se considera como temperatura ambiente para el análisis 30°C, en la Tabla 3-63 se presentan la capacidad en [kA] de la línea 1x110 kV Castro – Chonchi. Línea que se modifica por la obra “Proyecto Chiloé – Gamboa” cambiando el punto de conexión de la S/E Castro hacia la S/E Gamboa.

Tabla 3-63: Capacidad Línea 1x110 kV Castro - Chonchi

Tramo	Capacidad [kA] 30°C	Conductor
1x110 kV Gamboa – Chonchi Sección 1 de 2	0,235	AAAC ALLIANCE
1x110 kV Gamboa – Chonchi Sección 2 de 2	0,207	Cu 2/0 AWG

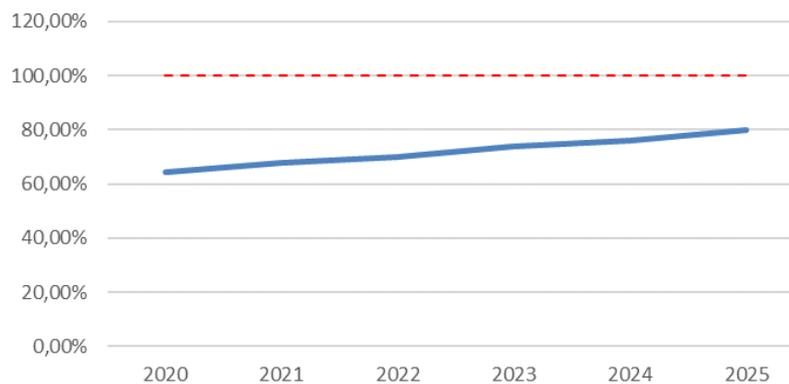


Figura 3-57: Cargabilidad Línea 1x110 kV Gamboa – Chonchi

En conformidad al diagnóstico de la línea 1x110 kV Gamboa – Chonchi, la cual se ve afectada por el retraso de la obra nueva línea 2x220 kV Gamboa – Chonchi energizada en 110 kV tendido del primer circuito, se

identifica que no es necesario promover otra obra para asegurar el abastecimiento de la demanda para el periodo 2020 – 2025.

3.4.3 SENSIBILIDAD RETRASO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 2X500 KV ENTRE RÍOS – CIRUELOS Y 2X500 KV CIERULOS – PICHIRROPULLI, ENERGIZADAS EN 220 KV.

En el Decreto Exento N°4 del año 2019 emitido por el Ministerio de Energía se indica que las obras “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, Energizada en 220 kV” con un VI de 359,3 MMUSD y “Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, Energizada en 220 kV” con un VI de 84,5 MMUSD deben someterse a Estudios de Franjas. No obstante, dado a que el Estudio de Franja de estas líneas aún no se ha iniciado, es necesario efectuar análisis de riesgo asociado a su fecha de entrada, dada la complejidad de la gestión de negociación con propietarios de los terrenos y la obtención de los permisos ambientales en la zona. En la Figura 3-58 se presenta un diagrama simplificado del sistema de transmisión nacional proyectado desde charrúa al sur, en el cual se destacan las líneas señaladas.

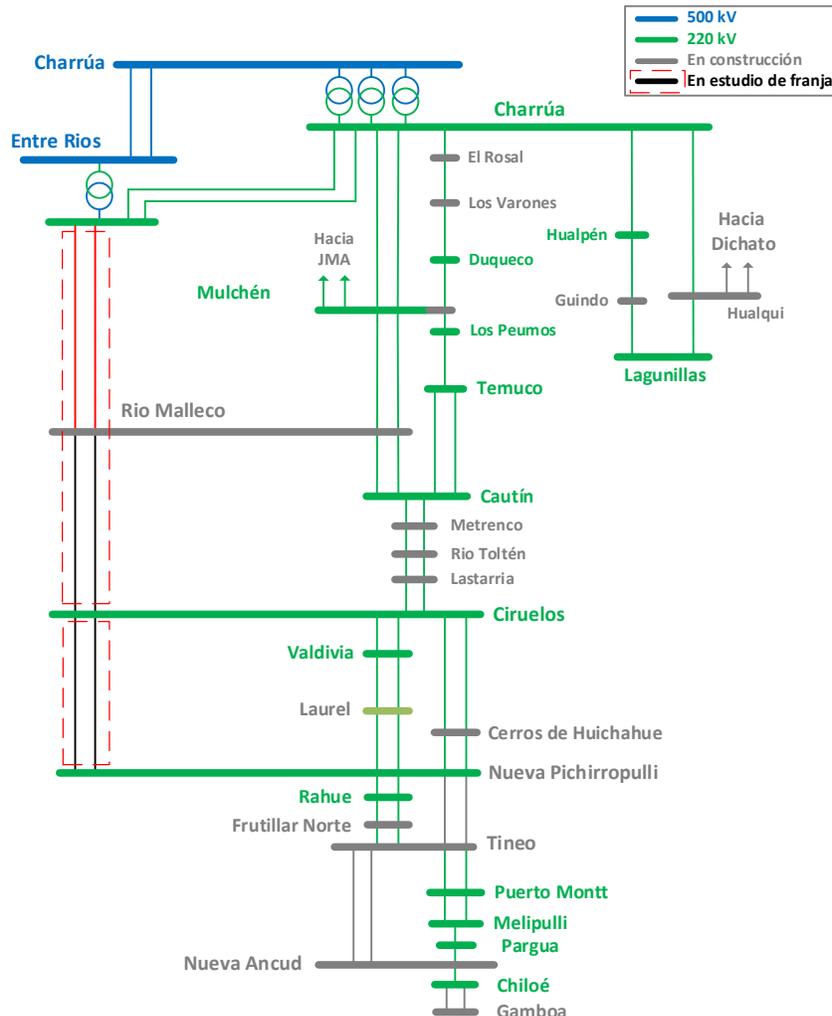


Figura 3-58: Diagrama Simplificado del Sistema de Transmisión Nacional Proyectado desde Charrúa al Sur.

En vista de lo anterior, se procede a evaluar el impacto de un eventual retraso mayor al actual en el desarrollo de ambas líneas, para lo cual se toma como caso base que el proyecto entre en servicio el 2030, considerando 3 años entre estudio de franja y licitación más 7 años (84 meses) de construcción, mientras que en el caso retrasado se contempla el año 2033, poniéndose en un escenario bastante pesimista.

Las simulaciones se desarrollan en base al escenario de generación A presentado en la Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020, y considera las obras de transmisión contenidas en el Informe Técnico de Expansión del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2019, que no fueron discrepadas. De la Figura 3-59 a la Figura 3-64 se presentan los resultados de utilización esperada de las principales líneas del Sistema de Transmisión Nacional que se ven afectadas por la obra en cuestión, tanto para el escenario base como para el retrasado.

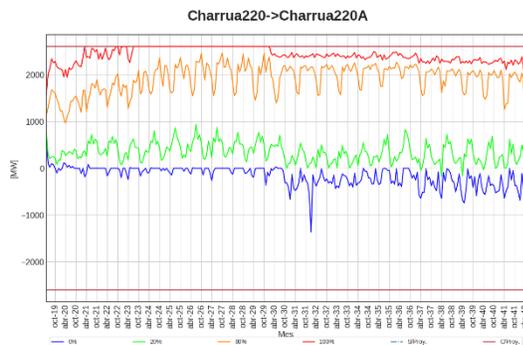


Figura 3-59: Uso esperado del Sur a Charrúa 220 kV, base.

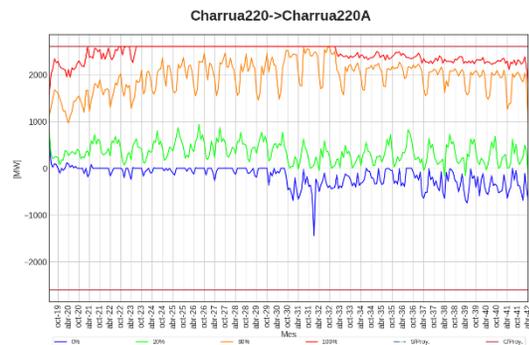


Figura 3-60: Uso esperado del Sur a Charrúa 220 kV, retrasado.

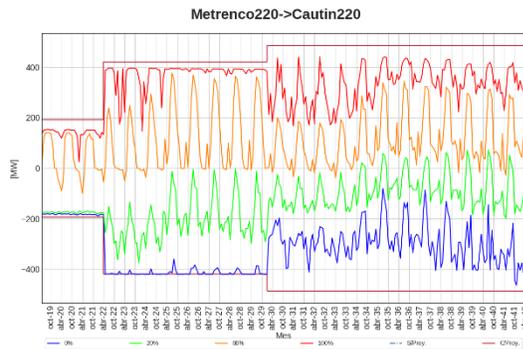


Figura 3-61: Uso esperado tramo Metrenco – Cautín 220 kV, base.

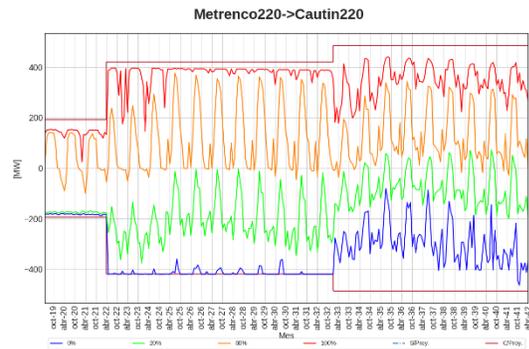


Figura 3-62: Uso esperado tramo Metrenco – Cautín 220 kV, retrasado.

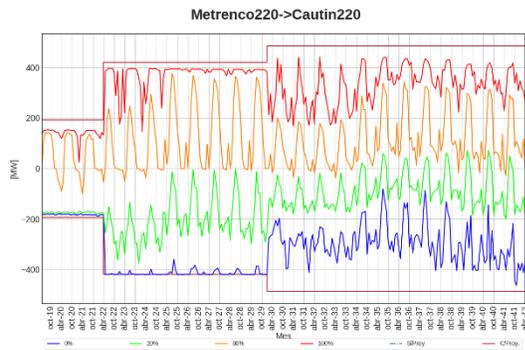


Figura 3-63: Uso esperado tramo Metrenco – Cautín 220 kV, base.

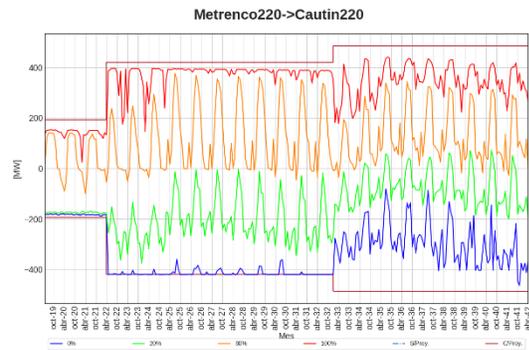


Figura 3-64: Uso esperado tramo Metrenco – Cautín 220 kV, retrasado.

A partir de las figuras presentadas se puede concluir lo siguiente:

- El ingreso de ambas líneas elimina la probabilidad de congestión previstas desde el sur a Charrúa 220 kV.
- Una vez que entren en servicio las nuevas líneas, el tramo Charrúa – Mulchén 220 kV no presenta probabilidad de congestionarse hasta el año 2035.
- El tramo Metrenco – Cautín 220 kV deja de presentar congestiones una vez que entre en servicio el proyecto.

En la

Tabla 3-64 presentan los costos anuales de operación en valor presente al año 2020, para el caso base y el caso Retrasado. De ésta se obtiene que en valor presente el retraso de la línea se puede valorizar en unos 14 millones de dólares.

Tabla 3-64: Costos anuales considerando un retraso de la nueva línea de 3 años.

Año	Base	Retrasado	Diferencia
2020	\$ 1.775.913	\$ 1.775.913	\$ -
2021	\$ 1.354.024	\$ 1.354.024	\$ -
2022	\$ 1.242.611	\$ 1.242.611	\$ -
2023	\$ 1.171.047	\$ 1.171.047	\$ -
2024	\$ 1.180.326	\$ 1.180.326	\$ -
2025	\$ 1.200.524	\$ 1.200.524	\$ -
2026	\$ 1.322.293	\$ 1.322.293	\$ -
2027	\$ 1.397.949	\$ 1.397.949	\$ -
2028	\$ 1.345.131	\$ 1.345.131	\$ -
2029	\$ 1.217.162	\$ 1.217.162	\$ -
2030	\$ 1.189.832	\$ 1.194.941	\$ -5.109
2031	\$ 1.099.417	\$ 1.103.646	\$ -4.229
2032	\$ 1.122.770	\$ 1.128.112	\$ -5.342
2033	\$ 1.198.690	\$ 1.198.140	\$ 550
2034	\$ 935.591	\$ 935.591	\$ -
2035	\$ 897.507	\$ 897.507	\$ -
2036	\$ 783.831	\$ 783.831	\$ -
2037	\$ 686.286	\$ 686.286	\$ -
2038	\$ 609.065	\$ 609.065	\$ -
2039	\$ 575.281	\$ 575.281	\$ -
2040	\$ 572.972	\$ 572.972	\$ -
		Valor Presente	\$ -14.130

Acorde a los flujos estimados para la zona Sur del país se concluye que las congestiones previstas entre los años 2030 y 2033, que son levantadas una vez que se encuentren en servicio los proyectos “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, Energizada en 220 kV” y “Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, Energizada en 220 kV”, tienen un costo aproximado de unos MMUSD\$ 14, lo cual representa un 3% del VI de los proyectos.

En conformidad a los resultados presentados, se concluye que el impacto en el retraso de ambos proyectos es menor, debido a que las congestiones previstas entre el periodo 2030 – 2033 son de baja frecuencia y poca profundidad.

3.4.4 PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD S/E PERALES

3.4.4.1 Antecedentes para el análisis

3.4.4.1.1 Demanda

De acuerdo a la información actualizada y desarrollo de la zona de Perales ubicada en la comuna de Talcahuano, se procede a realizar una sensibilidad al análisis de cargabilidad de los transformadores de esta subestación (T1 y T2 de características 66/15 kV – 25 MVA cada uno), con la información actualizada de demanda que el Coordinador cuenta a partir del primer trimestre del 2020 sumado a los análisis de la sección 3.4.2.

A continuación, se muestra el análisis desarrollado, donde se identifica que ambos transformadores de la subestación Perales se cargan por sobre el 100% en el transcurso de los próximos cinco años, situación que se manifiesta en el periodo de invierno.

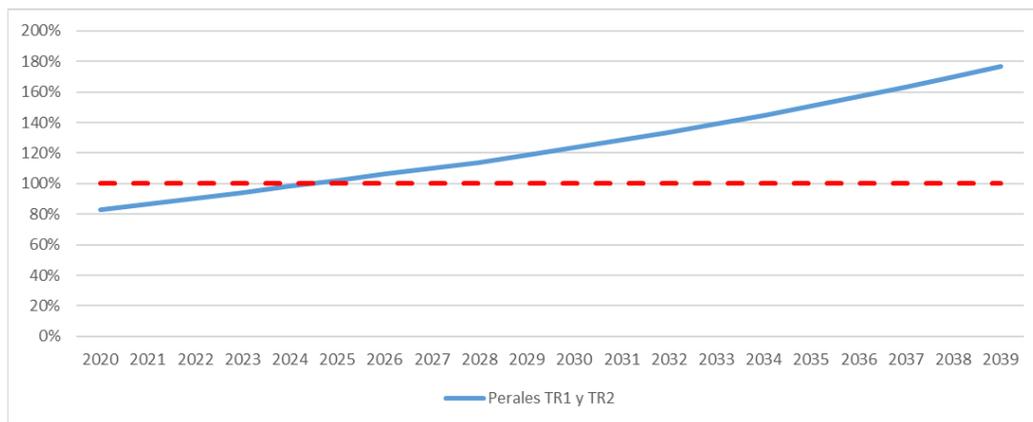


Figura 3-65. - Proyección de Cargabilidad de los transformadores de la S/E Perales.

La Figura 3-65 muestra que el transformador tendría una carga por sobre 100% de su capacidad a partir del año 2025, siempre y cuando no se desarrolle el proyecto Nueva S/E Trébol, por lo tanto, se propone una obra de ampliación que permita absorber los incrementos de demanda en la zona. Teniendo en cuenta lo señalado, se recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 25 MVA en la S/E, con el cual se podría abastecer el 100% de la demanda estimada para el año 2035, la cual se encuentre condicionada a la no adjudicación de la Nueva S/E Trébol en el tercer llamado a licitación.

3.4.4.1.2 Recomendación

De acuerdo con los antecedentes presentados en la sección se procede a mostrar la solución conceptual para la subestación Perales.

3.4.4.2 Solución propuesta para S/E Perales

La Subestación Perales se encuentra ubicada la comuna Talcahuano, la cual pertenece a la Región del Biobío.



Figura 3-66. - Vista aérea S/E Perales.

La Subestación Perales está interconectada al sistema a través de la línea 1x66 kV Perales – Talcahuano desde el poniente y 1x66 kV Perales – Alonso de Rivera desde el oriente. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV, que cuenta con seccionadores a la llegada de las líneas e interruptores para la conexión de los transformadores y un patio de 15 kV en configuración barra simple, los cuales son conectados a través de dos transformadores AT/MT de 25 MVA.

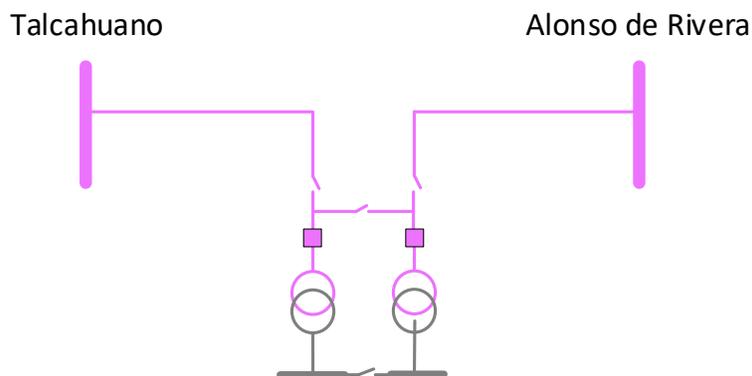


Figura 3-67. - Diagrama Unilineal Simplificado de la S/E Perales.

El proyecto propuesto consiste en ampliar la barra de 66 kV e incorporar los respectivos paños de llegada de las líneas. El patio de 66 kV se debe ampliar, tal que cuente con al menos una posición disponible para el paño del nuevo transformador. La obra incluye la instalación de un tercer transformador 66/15 kV, 25 MVA, con sus respectivos paños en ambos niveles de tensión. El transformador debe contar con un CTBC que soporte las variaciones de tensión en la zona. El proyecto contempla la ampliación del parrón en 15 kV, el cual cuente con cuatro salidas de alimentadores futuros.

Tabla 3-65. - Valorización estimada de la Ampliación en S/E Perales.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.889
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	471
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.360
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	382
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.742

Respecto a la factibilidad de la obra, cabe indicar que no se dispone del plano de disposición de equipos de S/E Perales, por lo que se consideró la imagen obtenida por medio de Google Earth en la Figura 3-66, donde se observa que existe espacio disponible para el nuevo transformador de 25 MVA, ampliar la barra en 66 kV y las condiciones para extender la barra de 15 kV, dando salida a los cuatros nuevos alimentadores futuros.

4 ACTUALIZACIÓN DE PROYECTOS PRESENTADOS EN PROPUESTA DE EXPANSIÓN 2020

En esta sección se presenta el resumen de los antecedentes de ingeniería y valorización de los proyectos propuestos por el Coordinador en su informe Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020, publicado el 22 de Enero. Quedan excluidos de esta sección, aquellos proyectos coincidentes con los incluidos en el Informe Técnico Final que contiene el plan de Expansión 2019 de la CNE y aquellos proyectos, cuya actualización a la proyección de demanda se muestran cómo no necesarios para el sistema

El detalle de estos proyectos se presenta en el A. Anexo 1, donde se encuentran los informes de las ingenierías conceptuales de estos proyectos e información complementaria.

4.1 PROYECTOS NACIONALES.

4.1.1 NUEVOS BANCOS DE REACTORES DE BARRA EN S/E ANCOA 500 KV 2X80 MVAR, CAMBIO DE TT/CC LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS – ANCOA EN EXTREMO S/E ANCOA Y CAMBIO DE TT/CC LÍNEA 4X500 KV ANCOA – ALTO JAHUEL CIRCUITOS 1 Y 2, EN AMBOS EXTREMOS

El presente proyecto contempla mantener el control del nivel de tensión de la subestación Ancoa, instalado dos equipos de reactores de 80 MVAR en la barra de 500 kV. Además, es necesario el reemplazo de transformadores de corrientes en los paños K1, K2, K3 y K4.

Adicionalmente, se requiere el reemplazo de los TTCC de la Subestación Alto Jahuel, estos TT/CC son los correspondiente al circuito 1 y 2 de la línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, es decir, a los paños K1 y K2.

4.1.1.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-1, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-1. Valorización de la obra de dos reactores trifásicos de 80 MVAR para las barras A y B de la S/E Ancoa 500 kV, y el cambio de distintos TT/CC en las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	8.643
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	1.516
3	SUB TOTAL CONTRATO	10.159
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	1.744
5	COSTO TOTAL PROYECTO	11.903

4.1.1.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-2: Cronograma General Proyecto dos Reactores trifásicos de 80 MVAR para las barras A y B de la S/E Ancoa 500 kV, y

el cambio de distintos TT/CC en las SS/EE Ancoa y Alto Jahuel

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2					
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12
1	Licitación y Adjudicación EPC												
2	Ingeniería												
3	Permisos												
4	Suministros												
5	Construcción												
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												

4.1.2 READECUACIÓN DEL PAÑO J6 Y REEMPLAZO DE TT/CC EN PAÑOS K1 Y K2 DE S/E CHARRÚA.

El proyecto contempla la readecuación del paño J6 y cambio de TTCC de los paños K1 y K2 de la subestación Charrúa.

4.1.2.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-3, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-3. Valorización de la obra Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.833
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	443
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.276
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	552
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.829

4.1.2.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-4: Cronograma General Proyecto Readecuación del Paño J6 y reemplazo de TT/CC en paños K1 Y K2 de S/E Charrúa

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2					
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12
1	Licitación y Adjudicación EPC												
2	Ingeniería												
3	Permisos												
4	Suministros												

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
5	Construcción													
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación													

4.1.3 AMPLIACIÓN S/E RIO MALLECO E INCORPORACIÓN DE REACTOR 80 MVAR.

El presente proyecto contempla mantener el control del nivel de tensión de la subestación Río Malleco, para mantener el control del nivel de tensión instalado un equipo reactor de 80 MVar en la barra de 220 kV. Además, de ampliar la subestación para permitir el futuro seccionamiento de la línea 2x220 kV Entre Ríos – Ciruelos.

4.1.3.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-5, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-5. Valorización de la obra Ampliación S/E Río Malleco e incorporación de Reactor 80 Mvar.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	4.464
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	603
3	SUB TOTAL CONTRATO	5066
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	836
5	COSTO TOTAL PROYECTO	5.902

4.1.3.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-6: Cronograma General Proyecto Valorización de la obra Ampliación S/E Río Malleco e incorporación de Reactor 80 Mvar.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC													
2	Ingeniería													
3	Permisos													
4	Suministros													
5	Construcción													
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación													

4.1.4 NUEVO REACTOR DE 80 MVAR EN LA S/E NUEVA ANCUD

El presente proyecto contempla mantener el control del nivel de tensión en la subestación Nueva Ancud instalando para ello un equipo reactor de 80 MVAR en la barra de 220 kV.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Un (1) Reactor de 80 MVAR (Equipo trifásico).
- Un (1) paño de 220 kV, para conexión del nuevo reactor.

4.1.4.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-7, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-7. Valorización de la obra Nuevo Reactor de 80 MVAR en S/E Ancud.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.444
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	379
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.823
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	465
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.288

4.1.4.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-8: Cronograma General Proyecto Nuevo Reactor de 80 MVAR en S/E Nueva Ancud

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■			
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación											■	■	

4.2 PROYECTOS ZONALES.

4.2.1 REEMPLAZO TRANSFORMADOR 110/23 KV DE 10 MVA A 40 MVA EN TAP OFF LA NEGRA

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Tap Off La Negra, mediante el reemplazo del actual transformador de poder T2 de 10 MVA con nivel de tensión de 110/23 kV, para evitar posible sobrecarga de los transformadores existentes en la subestación.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Reemplazar unidad T2 por un nuevo transformador de poder de 40 MVA de 110/23 kV.

4.2.1.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-9, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-9. Valorización de la obra Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.651
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	442
3	SUB TOTAL CONTRATO	2093
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	345
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.438

4.2.1.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-10: Cronograma General Proyecto Reemplazo Transformador 110/23 kV de 10 MVA a 40 MVA en Tap Off La Negra

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.2 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV BY PASS LOS ANDES – S/E LOS MAQUIS.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la Línea 2x110 kV By-Pass Los Andes – Los Maquis, en una extensión aproximada de 17 km.

Para cumplir con el requerimiento, se propone:

- Conductor capaz de transmitir una potencia de 180 MVA, por su característica principal de operar a altas temperaturas.
- Conductor de características físicas similares al conductor instalado actualmente, es decir: sección, diámetro y peso por unidad de longitud similar
- El conductor por utilizar para esta línea sería un ACCC Copenhagen.

4.2.2.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-11, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-11. Valorización de la obra Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	3.285
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	427
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.712
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	612
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.324

4.2.2.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-12: Cronograma General Proyecto Aumento de Capacidad línea 2x110 KV By pass Los Andes – S/E Los Maquis.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros				■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.3 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV CERRO NAVIA – TAP OFF LOS LIBERTADORES

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la Línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Los Libertadores, en una extensión aproximada 8,3 km aproximadamente.

Para cumplir con el requerimiento, se propone:

- Conductor capaz de transmitir una potencia de 250 MVA, por su característica principal de operar a altas temperaturas.
- Conductor de características físicas similares al conductor instalado actualmente, es decir: sección, diámetro y peso por unidad de longitud similar
- El conductor a utilizar para esta línea sería un ACCC Dove.

4.2.3.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-13, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-13. Valorización de la obra Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.257
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	332
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.589
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	427
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.016

4.2.3.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-14: Cronograma General Proyecto Aumento de capacidad línea 2x110 KV Cerro Navia – Tap Off Los Libertadores

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros				■	■	■	■	■					
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.4 NUEVO TRANSFORMADOR 66/15 KV DE 30 MVA EN S/E CACHAPOAL.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Cachapoal, mediante la instalación de un nuevo Transformador de Poder de 30 MVA.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 30 MVA 66/15 kV.
- Un (1) Paño de Transformación en 66 kV.
- Un (1) paño de transformación en MT.
- Ampliación de la barra de 66 kV.
- Ampliación de la barra de MT, con dos (2) nuevos alimentadores

4.2.4.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-15, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-15. Valorización de la obra Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.925
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	536
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.461
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	406
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.867

4.2.4.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-16: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador 66/15 kV de 30 MVA en S/E Cachapoal

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros				■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■	■		
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.5 NUEVO TRANSFORMADOR DE 69/15,3 KV DE 30 MVA EN S/E FÁTIMA

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Fátima, mediante la instalación de un nuevo Transformador de Poder de 30 MVA.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 30 MVA 69/15 kV

4.2.5.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-17, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-17. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.751
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	515
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.266
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	374
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.640

4.2.5.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-18: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Fátima.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.6 NUEVO TRANSFORMADOR DE 66/33-23 KV DE 15 MVA EN S/E HUALTE.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de transformación en la subestación Hualte.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Nuevo Transformador de 15 MVA – 66/33 kV
- Paño de transformación en 66 kV
- Parrón en 33 kV que conecte el TR N°1 con el nuevo transformador
- Paño en MT y un alimentador

4.2.6.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-19, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-19. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Hualte.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.142
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	390
3	SUB TOTAL CONTRATO	1.604
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	265
5	COSTO TOTAL PROYECTO	1.869

4.2.6.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-20: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 69/15,3 kV de 30 MVA en S/E Hualte.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.7 NUEVO TRANSFORMADOR DE 66/24-13,8 KV DE 20 MVA EN S/E MARCHIGUE.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de transformación en la subestación Marchigue, mediante la instalación de un nuevo Transformador de Poder de 20 MVA

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo transformador de poder de 20 MVA 66/24-13,8 kV.
- Ampliar la barra de 66 kV y normalización de los paños de líneas

4.2.7.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-21, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-21. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 66/24-13,8 kV de 20 MVA en S/E Marchigue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.084
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	494
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.578
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	418
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.996

4.2.7.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-22: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 66/24-13,8 kV de 20 MVA en S/E Marchigue.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.8 NUEVO TRANSFORMADOR DE 66/13,8 KV DE 16 MVA EN S/E SAN RAFAEL.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de transformación en la subestación San Rafael, mediante la instalación de un nuevo transformador de poder de 16 MVA y la normalización de la subestación San Rafael.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Construir una barra en 66 kV y normalizar los paños de líneas para seccionar la línea Panguilermo – Los Maquis.
- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 16 MVA 66/13,8 kV.

4.2.8.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-23, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-23. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.161
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	564
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.725
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	450
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.175

4.2.8.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-24: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 66/13,8 kV de 16 MVA en S/E San Rafael.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción					■	■	■	■	■	■			
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación											■	■	

4.2.9 NUEVO TRANSFORMADOR DE 66/15 KV DE 20 MVA EN S/E QUILMOS II.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de transformación en la subestación Quilmos II, mediante la instalación de un nuevo transformador de poder de 66/15 kV - 20 MVA.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Nuevo Transformador de 20 MVA, 66/15kV.
- Un (1) paño de transformación en 66 kV, para la conexión del nuevo transformador.

- Dos (2) paño de línea en 66 kV, para seccionamiento de la línea en 66 kV.
- Paño en MT y tres (3) alimentados.

4.2.9.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-25, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-25. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.227
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	511
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.739
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	444
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.182

4.2.9.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-26: Cronograma General Nuevo Transformador de 66/15 kV de 20 MVA en S/E Quilmos II

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■	■	■					
5	Construcción					■	■	■	■	■	■			
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación											■	■	

4.2.10 NUEVO TRANSFORMADOR DE 66/15 KV DE 30 MVA EN S/E TALCA.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de transformación en la subestación Talca, mediante la instalación de un nuevo transformador de poder de 66/15 kV - 30 MVA.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Ampliación de la Sección 3 de la barra principal en 66 kV.
- Nuevo Transformador de 30 MVA, 66/13,8 kV.
- Ampliación del parrón en 13,8 kV de al menos con cinco (5) posiciones en media tensión.

4.2.10.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-27, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-27. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.547
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	491
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.038
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	337
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.374

4.2.10.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-28: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 66/15 kV de 30 MVA en S/E Talca.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.11 NUEVO TRANSFORMADOR DE 154/69/13,8 KV DE 60/75 MVA EN S/E PUNTA CORTÉS.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Punta de Cortés, mediante la instalación de un nuevo Transformador de Poder de 75 MVA.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 75 MVA; 154/66 kV.
- Paño de transformación en 154 kV y 66 kV.

4.2.11.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-29, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-29. Valorización de la obra Nuevo Transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA en S/E Punta Cortés.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	3.505
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	741
3	SUB TOTAL CONTRATO	4.246
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	701
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.946

4.2.11.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-30: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador de 154/69/13,8 kV de 60/75 MVA en S/E Punta Cortés.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■	■			
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación										■	■		

4.2.12 REEMPLAZO DE UNIDAD DE 154/69/14,8 KV 17,5/25 MVA POR UNA UNIDAD DE 154/69/14,8 KV 60/75 MVA EN S/E TENO.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Teno, mediante el reemplazo del actual transformador de poder T5 de 154/69/14,8 kV - 25 MVA, para evitar posible sobrecarga de los transformadores existentes en la subestación.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Reemplazar unidad T5 por un nuevo transformador de poder de 75 MVA con razón de transformación de 154/66/13,2 kV.
- Subir el estándar de los paños en 154 kV y 66 kV para los transformadores T3 y T5.

4.2.12.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-31, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-31. Valorización de la obra Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 60/75 MVA en S/E Teno.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.820
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	598
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.417
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	564
5	COSTO TOTAL PROYECTO	3.981

4.2.12.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-32: Cronograma General Proyecto Reemplazo de unidad de 154/69/14,8 kV 17,5/25 MVA por una unidad de 154/69/14,8 kV 60/75 MVA en S/E Teno.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1					AÑO 2							
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción					■	■	■	■	■	■			
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación										■	■		

4.2.13 NUEVO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 220/154/66 KV - 300 MVA, REEMPLAZO DE BBCC EN TERCIARIO DE TRANSFORMADOR N°1 Y REEMPLAZO DE TT/CC PAÑOS A3 Y A4 EN S/E ITAHUE

El proyecto contempla incrementar la seguridad N-1 de la zona, junto con preservar la seguridad ante aperturas del sistema de 154 kV al norte de la S/E Itahue.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Un (1) Nuevo Autotransformador de 300 MVA, 220/154/66 kV, con sus respectivos paños de conexión.
- Reemplazo del Banco de Condensadores (BBCC), conectado en el terciario del Transformador N°1.
- Reemplazo de TT/CC en los paños A3 y A4.

Para la conexión del nuevo autotransformador en 220 kV se requiere ampliar el patio de 220 kV de la subestación Itahue. No obstante, debido a que la configuración actual es tipo Anillo, se deberá construir un nuevo patio y por temas de confiabilidad, seguridad del sistema y posibilidad de conectar futuros proyectos es que se propone una configuración Interruptor y Medio

4.2.13.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-33, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-33. Valorización de la obra Nuevo Banco de Autotransformadores 220/154/66 kV - 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	15.597
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	2.017
3	SUB TOTAL CONTRATO	17.613
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	2.906
5	COSTO TOTAL PROYECTO	20.519

4.2.13.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-34: Cronograma General Proyecto Nuevo Banco de Autotransformadores 220/154/66 kV - 300 MVA, reemplazo de BBCC en terciario de transformador N°1 y reemplazo de TT/CC paños A3 y A4 en S/E Itahue.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						AÑO 3						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■																	
2	Ingeniería		■	■	■	■	■													
3	Permisos		■	■	■	■														
4	Suministros				■	■	■	■	■	■	■	■								
5	Construcción											■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación																		■	■

4.2.14 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X33 KV LAJUELAS – SANTA ELISA Y 1X33 KV TAP OFF QUILMO – LAJUELAS

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la línea 1x33 kV Quilmo –Santa Elisa, de longitud de 12,75 km aproximados, constituida por dos tramos de línea:

- 1x33 kV Tap Off Quilmo – Lajuelas; longitud de 8,49 km.
- 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa; longitud de 4,26 km.

Para cumplir con el requerimiento, se propone:

- Conductor capaz de transmitir tres veces la potencia actual, por su característica principal de operar a altas temperaturas.
- Conductor de características físicas similares al conductor instalado actualmente, es decir: sección, diámetro y peso por unidad de longitud similar.
- El conductor a utilizar para esta línea sería un ACCC Silvassa

4.2.14.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-35, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-35. Valorización de la obra Aumento de Capacidad de las líneas 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa y 1x33 kV Tap Off Quilmo - Lajuelas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	719
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	132
3	SUB TOTAL CONTRATO	851
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	141
5	COSTO TOTAL PROYECTO	992

4.2.14.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-36: Cronograma General Proyecto Aumento de Capacidad de la línea 1x33 kV Lajuelas – Santa Elisa y 1x33 kV Tap Off Quilmo - Lajuelas

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros				■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.15 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X66 KV MOLINA – CURICÓ A 60 MVA

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Molina – Curicó, de una longitud de 14,51 km aproximados.

Para cumplir con el requerimiento, se propone:

- Conductor capaz de transmitir el doble de potencia, por su característica principal de operar a altas temperaturas.
- Conductor de características físicas similares al conductor instalado actualmente, es decir: sección, diámetro y peso por unidad de longitud similar
- El conductor a utilizar para esta línea sería un ACCC Helsinki.

4.2.15.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-37, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-37. Valorización de la obra Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.880
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	634
3	SUB TOTAL CONTRATO	3.514
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	580
5	COSTO TOTAL PROYECTO	4.094

4.2.15.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-38: Cronograma General Proyecto Aumento de Capacidad línea 2x66 kV Molina – Curicó a 60 MVA.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros				■	■	■	■	■					
5	Construcción						■	■	■	■	■	■	■	
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación												■	■

4.2.16 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X66 KV SANTA ELVIRA – TAP OFF EL NEVADO A 90 MVA.

El proyecto contempla el estudio de aumento de capacidad de la Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado, de una longitud de 2 km aproximadamente.

Para cumplir con el requerimiento, se propone:

- Conductor capaz de transmitir el doble de potencia, por su característica principal de operar a altas temperaturas.
- Conductor de características físicas similares al conductor instalado actualmente, es decir: sección, diámetro y peso por unidad de longitud similar
- El conductor por utilizar para esta línea sería un ACCC Oceanside

4.2.16.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-39, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-39. Valorización de proyecto Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado a 90 MVA.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	274
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	140
3	SUB TOTAL CONTRATO	414
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	68
5	COSTO TOTAL PROYECTO	482

4.2.16.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución del proyecto, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-40: Cronograma General Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira – Tap Off El Nevado a 90 MVA

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.17 BB/CC EN S/E MONTERRICO

El proyecto contempla mantener el control del nivel de tensión instalado un equipo de compensación reactiva de 30 MVAR en la barra de 154 kV.

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Ampliación del perímetro de la subestación.
- Ampliación de la Barra de 154 kV.
- Nuevo banco de condensadores 30 MVAR.

4.2.17.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-41, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-41. Valorización de proyecto Nuevo BB/CC en Subestación Monterrico.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.863
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	355
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.218
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	366
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.584

4.2.17.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución del proyecto, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-42: Cronograma General Proyecto Nuevo BB/CC en Subestación Monterrico.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.18 REPOTENCIAMIENTO DE LA BARRA SECCIÓN N°1 DE 66 KV Y REEMPLAZO BBCC EN TERCIARIO DE TRANSFORMADOR N°1 EN S/E RANCAGUA. REUTILIZACIÓN DE LOS BBCC EXISTENTES EN EL TERCIARIO DEL TRANSFORMADOR N°1 154/69/13,8 KV 75/75/25 MVA DE LA S/E PARRAL.

El proyecto contempla dar solución a las siguientes problemáticas:

- La capacidad de la barra de 66 kV de la S/E Rancagua asociada al Transformador N°1 154/66/14,8 kV 75 MVA, limita la capacidad de transferencia por dicho equipo (protección ajustada a 67,2 MVA en 66 kV).
- El terciario del Transformador N°1 posee una tensión nominal de 14,8 kV, y los BBCC asociados a este terciario poseen una tensión nominal de 13,8 kV; por lo tanto, no se puede realizar la conexión y los BBCC están inutilizados.

En este contexto, el proyecto solución consiste en:

- El re-potenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV a una capacidad de a lo menos 75 MVA.
- El reemplazo de los BBCC del terciario del transformador N°1, por BBCC de tensión nominal 14,8 kV, totalizando 16 MVA_r, considerando todas las obras asociadas a los paños del nuevo BBCC, y la ampliación del cerco perimetral de los actuales BBCC.
- La reutilización de los BBCC actuales del terciario del transformador N°1 de la S/E Rancagua de CGE, en el terciario del Transformador N°1 154/69/13,8 kV 75/75/25 MVA de la S/E Parral, también de propiedad de CGE, considerando los paños y obras necesarias para la instalación de estos BBCC.

Sin embargo, la ingeniería del proyecto contempla solo el re-potenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV a una capacidad de a lo menos 75 MVA.

4.2.18.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado corresponde al re-potenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV, a una capacidad de a lo menos 75 MVA, según el detalle de la Tabla 4-43, el cual esta expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-43. Valorización de las obras asociadas a la S/E Rancagua.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	274
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	140
3	SUB TOTAL CONTRATO	414
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	68
5	COSTO TOTAL PROYECTO	482

4.2.18.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución correspondiente al re-potenciamiento de la barra sección N°1 de 66 kV a una capacidad de a lo menos 75 MVA, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-44: Cronograma General de las obras asociadas a la S/E Rancagua.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1					
		2	4	6	8	10	12
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■				
2	Ingeniería		■	■			
3	Permisos		■	■			
4	Suministros			■	■		
5	Construcción					■	■
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación						■

4.2.19 NUEVO TRANSFORMADOR 66/13,8 KV 16 MVA S/E LOS LAGOS.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Los Lagos, mediante la instalación de un nuevo Transformador de poder de 16 MVA

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 16 MVA 66/13,8 kV.
- Paño en transformación en 66 kV.
- Paño en MT para la conexión del nuevo transformador y salida de tres alimentadores

4.2.19.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-45, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-45. Valorización de Proyecto Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.815
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	462
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.276
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	376
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.652

4.2.19.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-46: Cronograma General de Proyecto Nuevo Transformador 66/13,8 kV 16 MVA S/E Los Lagos

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■							
5	Construcción					■	■	■	■					
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.20 NUEVO TRANSFORMADOR 110/23 KV 16 MVA S/E ANCUD

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación Ancud, mediante la instalación de un nuevo transformador de poder de 16 MVA

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 16 MVA 110/23 kV.

4.2.20.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-47, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-47. Valorización de Proyecto Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.854
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	528
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.381
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	393
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.774

4.2.20.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-48: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Ancud.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■										
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción					■	■	■	■	■				
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación									■	■			

4.2.21 NUEVO TRANSFORMADOR 110/23 KV 16 MVA S/E PID PID.

El proyecto contempla el aumento de capacidad de la subestación PID-PID, mediante la instalación de un nuevo transformador de poder de 16 MVA

Para cumplir con el requerimiento, se propone lo siguiente:

- Instalar un nuevo Transformador de Poder de 16 MVA 110/23 kV.
- Un (1) paño de transformación para conexión del nuevo transformador.
- Ampliar parrón de MT, para la conexión del transformador y al menos tres (3) alimentadores.

4.2.21.1 PRESUPUESTO

El presupuesto estimado según el detalle de la Tabla 4-49, es expresado en moneda de los Estados Unidos de Norte América (US\$) y corresponden a valores sin IVA

Tabla 4-49. Valorización del proyecto Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO PARCIAL miles de US\$
1	TOTAL COSTOS DIRECTOS	1.944
2	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	477
3	SUB TOTAL CONTRATO	2.421
4	Utilidades Contratista, Contingencias e Intereses Intercalarios	400
5	COSTO TOTAL PROYECTO	2.821

4.2.21.2 CRONOGRAMA GENERAL DE EJECUCIÓN

Se adjunta el cronograma general de ejecución, donde se indican las actividades que se deben ejecutar a partir de la fecha de publicación del Decreto de adjudicación de la obra en el Diario Oficial

Tabla 4-50: Cronograma General Proyecto Nuevo Transformador 110/23 kV 16 MVA S/E Pid Pid.

ITEM	ACTIVIDAD	AÑO 1						AÑO 2						
		2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	
1	Licitación y Adjudicación EPC	■	■											
2	Ingeniería		■	■	■	■								
3	Permisos		■	■	■									
4	Suministros			■	■	■	■	■						
5	Construcción						■	■	■	■	■	■		
6	Puesta en Servicio y Entrada en Operación											■	■	

A. ANEXO 1. ACTUALIZACIÓN E INFORME DE INGENIERIAS PARA PROYECTOS DE PROPUESTA 2020 DEL COORDINADOR.

En este anexo se presenta los informes de ingeniería y diseño complementarios para las obras de expansión incluidas en la propuesta de expansión de la transmisión de enero 2020. Quedan fuera de este anexo, aquellos proyectos coincidentes con los incluidos en el Informe Técnico Final que contiene el plan de Expansión 2019 de la CNE y aquellos proyectos cuya actualización a la proyección de demanda no se mostraban como necesarios para el sistema.

B. ANEXO 2. ESTUDIOS SISTEMICOS PARA NUEVOS BANCOS DE REACTORES EN SUBESTACIONES ANCOA, RÍO MALLECO Y NUEVA ANCUD.

En este anexo se muestran los principales resultados de los estudios de flujos de potencia relativos a la incorporación de dos (2) bancos de reactores en la S/E Ancoa 500 kV, un (1) banco de reactores en la S/E Río Malleco y un (1) banco de reactores en la S/E Nueva Ancud, dimensionados en 80 MVar cada uno, que forman parte de la propuesta de expansión de la transmisión de enero 2020 del Coordinador.

C. ANEXO 3. RESPUESTA A OBSERVACIONES REALIZADAS A INFORME DE DIAGNOSTICO DEL USO ESPERADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DICIEMBRE 2019.

En este anexo se presentan las respuestas a las observaciones realizadas por las empresas al diagnóstico de uso del sistema de transmisión 2020 realizado por el Coordinador.