

Informe GO N° 19/2021

Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión

Versión Final Año 2021



Índice

1	Introducción	4
2	Identificación de Instalaciones	5
2.1	Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores - Parinacota.....	5
2.2	Líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte....	6
2.3	S/E Diego de Almagro, transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, y barra de 220 kV	6
2.4	S/E Cardones, sección de barra N°1 de 220 kV	7
2.5	S/E Pan de Azúcar, transformadores N°3 220/110 kV, 75 MVA, y N°9 220/110 kV, 90 MVA	7
2.6	Sistema Quinta Región Costa 110 kV	7
2.7	S/E Agua Santa y Línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde	9
2.8	S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV	9
2.9	S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV	10
2.10	Sistema Quinta Región Aconcagua 110 kV	11
2.11	Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre	12
2.12	Anillo 110 kV de Enel Transmisión.....	13
2.13	S/E El Salto, barra de 220 kV.....	14
2.14	S/E Cerro Navia, barras 110 kV	14
2.15	Tramos Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel y Tap Santa Raquel - Florida de la línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida	15
2.16	Tramos Tap Andes - Tap La Reina y Tap La Reina - Florida de la línea 2x110 kV Los Almendros - Florida	16
2.17	Tramo Tap San Joaquín - Tap Santa Elena de la línea 2x110 kV Ochagavía - Florida	16
2.18	S/E Ochagavía, barra 110 kV.....	17
2.19	S/E Rancagua, transformador N°1 154/69/14.8 kV	17
2.20	S/E Itahue, sección de barra N°2 154 kV	18
2.21	S/E Itahue, barras N°1 y N°2 66 kV y línea 2x66 kV Itahue - Talca.....	19
2.22	S/E Tenó, transformadores N°3 y N°5 154/66 kV	20
2.23	Línea 66 kV San Javier - Tap Nirivilo - Constitución	20
2.24	Línea 154 kV Charrúa - Chillán y transformador 154/66 kV, 75 MVA, de S/E Chillán	21
2.25	Línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral	22
2.26	Barra de 154 kV de S/E Parral	22
2.27	Líneas 154 kV Charrúa - Los Ángeles, 66 kV Los Ángeles - Los Buenos Aires, Los Buenos Aires - Nahuelbuta, 66 kV Nahuelbuta - Angol y 66 kV Angol - Victoria.	23
2.28	Capacidad de ruptura de los interruptores 220 kV de S/E Charrúa.....	24
2.29	S/E Charrúa, transformadores N°2 154/66 kV 75 MVA y N°7 154/66 kV 75 MVA	25
2.30	S/E Charrúa, transformador N°1 220/154/13.2, kV 300 MVA	26

2.31	Línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén	26
2.32	Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel.....	27
2.33	S/E Coronel, transformador N°3 154/66 kV.....	27
2.34	S/E Concepción, secciones de barra N°1 y N°2 de 154 kV	28
2.35	S/E Duqueco, Paños J1 y J2.....	29
2.36	S/E Temuco, Paño J2.....	30
2.37	S/E Temuco, barras de 220 kV	30
2.38	Línea 2x66 kV Temuco - Loncoche.....	30
2.39	Línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos	31
2.40	Instalaciones que carecen de redundancia suficiente frente a situaciones operacionales de indisponibilidad	32
2.41	Instalaciones que carecen de redundancia para el abastecimiento de consumos regulados	35
2.42	Instalaciones conectadas en derivación de líneas de 220 kV.....	37
3	Resumen de Instalaciones que Requieren Mejoras	38
4	Conclusiones	43

1 Introducción

De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), versión septiembre 2020, en su Título 2-2, Artículo 2-3, literal i), el Coordinador, con el objeto de cumplir sus funciones asociadas a la operación y coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de la NTSyCS, deberá elaborar un informe anual de requerimientos de mejoras de las Instalaciones de Transmisión desde el punto de vista de la Operación, que debe ser considerado en los análisis de la expansión de la transmisión.

En tal sentido, considerando un horizonte de evaluación anual, el presente documento identifica las instalaciones de transmisión del SEN que se encuentran dentro de esta categoría, con el correspondiente grado de afectación en la seguridad de la operación del sistema, ya sea en condiciones normales como en escenarios correspondientes a condiciones particulares de demanda, hidrológicas o ambientales, junto con aquéllos derivados de indisponibilidades que puedan presentar algunos componentes del mismo.

Adicionalmente, para cada caso se incluyen los proyectos declarados en construcción que permiten en parte mitigar las problemáticas detectadas y cuyas fechas esperadas de puesta en servicio se encuentren dentro del horizonte de evaluación del informe, y se presentan propuestas de solución asociadas a obras de expansión basadas en criterios de suficiencia y seguridad de abastecimiento a clientes finales.

Finalmente, en este informe se incluyen aquellas instalaciones que carecen de redundancia para el abastecimiento de consumos regulados, cuya indisponibilidad forzada impacta en la continuidad de suministro y compromete su normalización por períodos prolongados, ya sea por ofrecer un único vínculo eléctrico sin una ruta alternativa, como también aquéllas que, aun existiendo otra alternativa de suministro y/o generación disponible para operar en isla, no disponen de suficiente capacidad de transmisión ni de inyección local para abastecer normalmente la totalidad del consumo.

2 Identificación de Instalaciones

Para efectos de identificar las instalaciones de transmisión que requieran mejoras para la operación, se utilizan antecedentes correspondientes a registros de la operación real del SEN, información técnica de las instalaciones del SEN proporcionada por los respectivos propietarios, a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador, y análisis operativos realizados por el Coordinador tanto para la evaluación de condiciones de operación particulares en algunas zonas del SEN, así como también de indisponibilidades forzosas y/o programadas de algunas instalaciones.

2.1 Líneas 1x220 kV Tarapacá - Córdores y 1x220 kV Córdores - Parinacota.

Las líneas de transmisión 1x220 kV Tarapacá - Córdores y 1x220 kV Córdores - Parinacota abastecen de manera radial los consumos conectados a las barras 110 kV de S/E Córdores y 66 kV de S/E Parinacota.

Durante escenarios de alta demanda y/o ante la indisponibilidad forzosa o programada de las centrales que inyectan su aporte de manera local, la desconexión forzada por falla de la línea 1x220 kV Córdores - Parinacota comprometería los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, requiriendo del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico, el traspaso mediante redes MT y/o el racionamiento de consumos, para poder respaldar los consumos de clientes finales abastecidos desde las instalaciones que se conectan a las barras 66 kV de S/E Parinacota, mediante la línea 66 kV Arica - CD Arica - Quiani.

Por su parte, la desconexión forzada por falla de la línea 1x220 kV Tarapacá - Córdores, adicional a los requerimientos descritos en el párrafo anterior para respaldar los consumos que se conectan a la barra 66 kV de S/E Parinacota ante la falla en la línea 1x220 kV Córdores - Parinacota, requiere del traspaso mediante redes MT y/o el racionamiento de los consumos que se abastecen desde la barra 110 kV de S/E Córdores, debido a que no se dispone de un vínculo adicional que permita conectar dicha barra con el SEN ante la indisponibilidad de la línea 1x220 kV Tarapacá - Córdores.

Al respecto, la empresa Red Eléctrica del Norte S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Nuevas Líneas de Transmisión desde S/E Nueva Pozo Almonte”, identificado con el número NUP 2316 en la plataforma PGP del Coordinador, que considera para su etapa 1 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Pozo Almonte, para su etapa 2 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Córdores, y para su etapa 3 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Parinacota, todas ellas con el tendido del primer circuito. Las fechas preliminares de conexión contempladas para las etapas 2 y 3 de este proyecto correspondían a los meses de diciembre 2021 y enero 2022, respectivamente. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fechas actualizadas de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de febrero de 2022.

2.2 Líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.

Las líneas de transmisión 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte abastecen de manera radial el sistema de transmisión compuesto por las SS/EE Pozo Almonte, Arica, Iquique y Tamarugal.

Durante escenarios de alta demanda y/o ante la indisponibilidad forzosa o programada de las centrales que inyectan su aporte de manera local, la desconexión forzada por falla de la línea 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte o de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte comprometería los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, requiriendo del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico, el traspaso de mediante redes MT y/o el racionamiento de consumos, para poder respaldar los consumos de clientes finales abastecidos desde las instalaciones que se conectan a las SS/EE Pozo Amonte, Arica, Iquique y Tamarugal, desde S/E Parinacota mediante la línea 66 kV Arica - CD Arica - Quiani.

Al respecto, la empresa Red Eléctrica del Norte S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Nuevas Líneas de Transmisión desde S/E Nueva Pozo Almonte”, identificado con el número NUP 2316 en la plataforma PGP del Coordinador, que considera para su etapa 1 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Pozo Almonte, para su etapa 2 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Cóndores, y para su etapa 3 a una nueva línea 2x220 kV entre las SS/EE Nueva Pozo Almonte y Parinacota, todas ellas con el tendido del primer circuito. Las fechas preliminares de conexión contempladas para las etapas 1, 2 y 3 de este proyecto correspondían a los meses de julio 2021, diciembre 2021 y enero 2022, respectivamente. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fechas actualizadas de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de febrero de 2022.

2.3 S/E Diego de Almagro, transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, y barra de 220 kV

Existen dos secciones de barra de 220 kV en S/E Diego de Almagro, donde además se encuentran conectados ambos transformadores 220/110 kV por medio de un único paño.

La ocurrencia de una falla ya sea en la barra N°1 de 220 kV como en alguno de estos transformadores de poder, con alta probabilidad, trae como consecuencia la pérdida de la totalidad del suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto correspondiente a la normalización de la conexión de los transformadores 220/110 kV N°3 y N°4 de S/E Diego de Almagro, proyecto identificado con el número NUP 1746 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la construcción de paños 220 kV independientes y con la posibilidad de conectarse a la barra de transferencia. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de abril de 2021.

A la fecha de emisión de este Informe, la empresa Transelec S.A actualizó el cronograma de esta obra, indicando que la nueva fecha de puesta en servicio sería posterior al 15 de enero de 2022.

2.4 S/E Cardones, sección de barra N°1 de 220 kV

En la barra N°1 220 kV de S/E Cardones se encuentran conectados dos de los tres transformadores 220/110 kV de la subestación.

La ocurrencia de una falla en esta sección de barra, en un escenario de alta demanda local y con bajo aporte de la central PFV Los Loros, provoca la desconexión por sobrecarga del transformador 220/110 kV que se encuentra conectado a la sección de barra N°2, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de la barra de 110 kV de esta S/E.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Doble vinculación del transformador N°1 220/110 kV de S/E Cardones”, identificado con el número NUP 2478 en la plataforma PGP del Coordinador, que consiste en el cambio de la actual conexión en 220 kV del transformador N°1 220/110 kV de S/E Cardones con la finalidad de poder conectarse simultáneamente a ambas barras de 220 kV. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de noviembre de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, la empresa Transelec S.A actualizó el cronograma de esta obra, indicando que la nueva fecha de puesta en servicio sería durante el mes de diciembre de 2022.

2.5 S/E Pan de Azúcar, transformadores N°3 220/110 kV, 75 MVA, y N°9 220/110 kV, 90 MVA

Los transformadores N°3 y N°9 220/110 kV de S/E Pan de Azúcar comparten paños por los lados 220 kV y 110 kV.

Ante la indisponibilidad forzosa o programada de alguno de estos transformadores afecta la disponibilidad del equipo paralelo, siendo más complejo en escenarios donde los otros transformadores 220/110 kV de la S/E se encuentran desconectados por falla o mantenimiento, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de la barra de 110 kV de esta S/E.

2.6 Sistema Quinta Región Costa 110 kV

La zona Quinta Región Costa corresponde al sistema de transmisión que se abastece a través de las líneas 2x220 kV San Luis - Agua Santa, 2x110 kV Las Vegas - San Pedro y 1x110 kV Quillota - San Pedro y por el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, además de la generación local de las centrales Ventanas 2, Colmito, Cogeneradora Aconcagua, Los Vientos y algunos PMG.

Las restricciones de transmisión más relevantes de esta zona corresponden a la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro en el extremo Quillota, la línea 1x110 kV San Pedro - Miraflores en el extremo San Pedro y la línea 1x110 kV San Pedro - Peñablanca en el extremo San Pedro, correspondientes a 1440 A (274 MVA a 110 kV), 640 A (122 MVA a 110 kV) y 1200 A (229 MVA a 110 kV), respectivamente.

Frente a escenarios de alta demanda en la zona, sumado a la indisponibilidad forzosa o programada de las centrales que de manera local aportan su generación, principalmente la central Ventanas 2 (considerando el paso a Estado de Reserva Estratégica de central Ventanas 1 durante el año 2020 y, eventualmente, de central Ventanas 2 durante el año 2021), y con el fin de evitar la desconexión en cascada, por operación de protecciones ante sobrecargas inadmisibles, de los equipos que abastecen a la zona Quinta Costa, ante la contingencia simple del transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa, se requiere del despacho forzado de las centrales Los Vientos y/o Colmito, normalmente fuera del orden económico del resto del sistema (zona desacoplada), y en caso de estar indisponibles o que el efecto de su generación no sea suficiente, se requiere efectuar maniobras operacionales de radialización para reducir la profundidad de esa falla. Estas maniobras consisten en las aperturas de las líneas 2x110 kV Torquemada - Miraflores y 2x110 kV San Pedro - Peñablanca - Miraflores.

Cabe señalar que, si bien estas maniobras operacionales acotan el impacto de la falla en el transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa, que en caso contrario provocaría la desconexión de todo el Sistema Quinta Costa, dichas maniobras disminuyen la confiabilidad de dicho sistema ante otras fallas, que, cuando el sistema de transmisión opera normalmente enmallado, no provocarían pérdida de consumos.

Al respecto, la empresa Chilquinta Energía S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado "Ampliación S/E Agua Santa", identificado con el número NUP 888 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la ampliación del patio 220 kV pasando a tener una configuración de doble barra más barra de transferencia, la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, y la ampliación del patio 110 kV pasando a tener una configuración de doble barra.

La implementación de este proyecto permitiría disminuir la dependencia del despacho forzado de centrales que operan fuera del orden económico y/o de maniobras que degradan la seguridad operacional del sistema de transmisión zonal, para afrontar con criterio N-1 la desconexión forzada de uno de los transformadores 220/110 kV de S/E Agua Santa, del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas o de la línea 110 kV Quillota - San Pedro. La fecha estimada de puesta en servicio de este proyecto sería durante el mes de agosto de 2022.

2.7 S/E Agua Santa y Línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde

La S/E Agua Santa cuenta con una única barra de 110 kV desde la cual se conectan las líneas 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde, 2x110 kV Agua Santa - Miraflores y 1x110 kV Agua Santa - Placilla.

Las restricciones de transmisión más relevantes impuestas en esta zona corresponden al transformador 110/66 kV de S/E San Antonio (protección 51 ajustada en 36 MVA en el lado de 66 kV, correspondiente a un 109% de su capacidad nominal), a la línea 2x66 kV Laguna Verde - San Antonio (36 MVA a 25 °C) y al transformador 110/66 kV de S/E Laguna Verde (protección 51 ajustada en 69 MVA en el lado de 110 kV, correspondiente a un 115% de su capacidad nominal).

Ante la indisponibilidad forzosa o programada del transformador 220/110 kV o de la barra 110 kV de S/E Agua Santa, se requiere del respaldo mediante generación en redes MT y/o el racionamiento de consumos, para poder abastecer el suministro a clientes finales conectados desde las SS/EE Placeres, Valparaíso, Playa Ancha y Laguna Verde desde S/E San Antonio, mediante la línea 2x66 kV San Antonio - Laguna Verde.

Al respecto, la empresa Chilquinta Energía S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado "Ampliación S/E Agua Santa", identificado con el número NUP 888 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la ampliación del patio 220 kV pasando a tener una configuración de doble barra más barra de transferencia, la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, y la ampliación del patio 110 kV pasando a tener una configuración de doble barra.

La implementación del proyecto NUP 888 permitirá afrontar las indisponibilidades de uno de los transformadores de 220/110 kV de S/E Agua Santa o de alguna de las barras 220 kV y 110 kV sin comprometer el suministro de los consumos que se abastecen desde la línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde. La fecha estimada de puesta en servicio de este proyecto sería durante el mes de agosto de 2022.

2.8 S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV

El transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla es el encargado de abastecer los consumos de las SS/EE Melipilla, El Maitén, El Paico, El Monte, San Sebastián, Bollenar, Leyda y San Antonio.

Las restricciones de transmisión más relevantes impuestas en esta zona corresponden a la línea 1x110 kV Alto Melipilla - San Antonio (126 MVA a 25 °C), al transformador 110/66 kV de S/E San Antonio (protección 51 ajustada en 36 MVA en el lado de 66 kV, correspondiente a un 109% de su capacidad nominal), a la línea 66 kV Laguna Verde - San Antonio (36 MVA a 25 °C) y al transformador 110/66 kV de S/E Laguna Verde (protección 51 ajustada en 69 MVA en el lado de 110 kV, correspondiente a un 115% de su capacidad nominal).

Ante la indisponibilidad forzosa o programada del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla, o de alguno de sus paños, se requiere del respaldo mediante generación en redes MT y/o el racionamiento de consumos, para poder abastecer el suministro a clientes finales conectados desde las SS/EE Leyda y San Antonio desde S/E Laguna Verde, mediante la línea 2x66 kV Laguna Verde - San Antonio y el transformador 110/66 kV de S/E San Antonio, los consumos de las SS/EE Bollenar, Bajo Melipilla, Chocalán, mediante la línea 66 kV Las Arañas - Bajo Melipilla, y los consumos de las SS/EE El Maitén, El Paico y El Monte mediante la línea Isla de Maipo - El Monte.

Al respecto, la empresa Chilquinta Energía S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Ampliación S/E Alto Melipilla”, identificado con el número NUP 1108 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la ampliación del patio 220 kV, pasando a tener una configuración de interruptor y medio, la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV, y la ampliación del patio 110 kV pasando a tener una configuración de barra simple seccionada.

La implementación del proyecto NUP 1108 permitirá afrontar las indisponibilidades de uno de los transformadores de 220/110 kV de S/E Alto Melipilla sin comprometer el suministro de los consumos que se abastecen desde las barras 110 kV de la subestación. Sin embargo, si bien el proyecto incorpora una nueva sección de barra 110 kV, los paños asociados a las líneas 1x110 kV Alto Melipilla - Tap Off Alto Melipilla, 1x110 kV Alto Melipilla - Leyda y 1x110 kV Alto Melipilla - San Antonio quedan conectados a la misma sección de barra. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de julio de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de julio de 2022.

2.9 S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV

El transformador 220/110 kV de S/E Quelentaro es el encargado de abastecer los consumos que se conectan a las SS/EE Quelentaro, Portezuelo, Las Arañas y de parte de los consumos de la línea 66 kV Portezuelo - San Fernando, la cual opera normalmente seccionada en S/E Paniahue.

Las restricciones de transmisión más relevantes impuestas en esta zona corresponden al tramo Paniahue - Nancagua de la línea 66 kV Portezuelo - San Fernando (26 MVA a 25 °C) y a la línea 66 kV Las Arañas - Tap Off Nihue - Reguladora Rapel (35 MVA a 35°C)

Ante la indisponibilidad forzosa o programada en S/E Quelentaro del transformador 220/110 kV, de la barra 220 kV o de la barra 110 kV, se requiere realizar el traslado de consumos hacia S/E San Fernando, mediante la línea 66 kV San Fernando - Portezuelo, hacia S/E Reguladora Rapel, mediante la línea 66 kV Reguladora Rapel - Tap Off Nihue - Las Arañas, y hacia S/E Bajo Melipilla, mediante la línea 66 kV Bajo Melipilla - Mandinga - Las Arañas. Durante escenarios de demanda alta y sin el aporte de la generación de los PMGD de la zona, se requeriría de traspasos adicionales de carga mediante redes MT hacia SS/EE que no se alimentan desde S/E Quelentaro y/o el racionamiento de consumos.

2.10 Sistema Quinta Región Aconcagua 110 kV

En escenarios de alta demanda en los consumos conectados a las SS/EE San Rafael, San Felipe y Chagres, con altas temperaturas en la zona, se activan restricciones de transmisión frente a fallas ocurridas en las líneas 2x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y 1x110 kV Totalillo - Chagres, estando habilitadas las transferencias automáticas de las SS/EE San Felipe y San Rafael hacia el arranque paralelo, según corresponda, superándose la capacidad térmica de los tramos Totalillo - Tap San Rafael y Tap Los Maquis - Tap San Rafael, respectivamente.

La capacidad térmica de todos los tramos de línea de 110 kV entre las SS/EE Aconcagua y Esperanza, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Los Maquis - Tap Los Maquis	73,0	66,5	59,2	50,8	40,7	27,0
Aconcagua - Tap Los Maquis	86,5	77,9	68,2	56,7	42,1	17,9
Tap Los Maquis - Totalillo - Tap San Rafael	73,0	66,5	59,2	50,8	40,7	27,0
Tap San Rafael - Tap San Felipe	69,0	62,5	55,0	46,4	35,7	19,6
Tap San Felipe - Chagres	69,0	62,5	55,0	46,4	35,7	19,6
Chagres - Esperanza	71,1	64,5	57,2	48,5	38,0	22,9

Contingencias en la línea 1x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza pueden provocar problemas de sobrecarga en el tramo Totalillo - Tap San Rafael, por lo que se requiere del bloqueo de la transferencia automática de S/E San Felipe, y adicionalmente de la operación seccionada de su barra de 110 kV para el abastecimiento de sus cargas desde ambos arranques por separado.

Situación similar ocurre frente a contingencias en la línea 1x110 kV Totalillo - Chagres, donde para evitar problemas de sobrecarga en el tramo Tap Los Maquis - Tap San Rafael se requiere del bloqueo de la transferencia automática de S/E San Rafael y adicionalmente de la operación seccionada de su barra de 110 kV para el abastecimiento de sus cargas desde ambos arranques por separado. No obstante, se compromete el restablecimiento de las cargas desconectadas.

El cierre de la línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza podría facilitar la normalización de estas cargas afectadas, en la medida que se presenten flujos en dirección hacia S/E Esperanza. Adicionalmente, la radialización de la operación de las líneas de 1x110 kV desde S/E Aconcagua, abasteciendo además la carga de S/E Chagres radialmente desde S/E Las Vegas, podría permitir controlar las transferencias por estas instalaciones. Todo lo anterior, sujeto a que no se comprometan los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona por problemas de regulación de tensión ni tampoco por problemas de capacidad de transmisión entre las SS/EE San Pedro y Las Vegas, y entre las SS/EE Quillota y San Pedro. Es decir, son soluciones operacionales que no permiten resolver la totalidad de las situaciones posibles o que comprometen a otras instalaciones que no cuentan con holguras.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Nueva Subestación Río Aconcagua 220/110 kV”, identificado con el número NUP 1072 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la construcción de una nueva subestación en torno a la intersección de las líneas 2x220 kV Polpaico - Nogales y 2x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza, seccionando ambas líneas, permitiendo de esta manera una mejor distribución de las cargas de la línea 2x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de agosto de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de agosto de 2022.

2.11 Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre

En escenarios de operación real con altas transferencias por la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, debido a un elevado aporte de generación ERNC ubicado al norte de S/E Polpaico, principalmente durante hidrologías secas y con un despacho alto de las centrales térmicas que inyectan su generación en S/E San Luis, se activa la limitación de transmisión por la línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre, por la capacidad de los TT/CC de los paños K1 y K2 de S/E Polpaico, cuyas razones nominales de transformación son de 1600/1 (1660 MVA a 500 kV con 20% de sobrecarga admisible).

La línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre cuenta, según la información disponible en la plataforma Infotécnica del Coordinador, con las siguientes características:

Línea	Capacidad por TTCC Considerando una sobrecarga del 20% sobre su corriente nominal		Capacidad térmica (nominal / sobrecarga 15 minutos), con efecto sol a 25 °C [MVA]
	K2 S/E Polpaico: 1660 MVA	K7/K8 S/E Lo Aguirre: 2076 MVA	
LT 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre C1	K2 S/E Polpaico: 1660 MVA	K7/K8 S/E Lo Aguirre: 2076 MVA	1803 / 1972
LT 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre C2	K1 S/E Polpaico: 1660 MVA	K2/K3 S/E Lo Aguirre: 2076 MVA	1803 / 1972

De la tabla anterior, se aprecia que los elementos series que limitan la capacidad de la línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre son los TT/CC de los paños ubicados en la S/E Polpaico, los cuales tienen una capacidad inferior a la capacidad térmica de los conductores y a los TT/CC ubicados en S/E Lo Aguirre.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. solicitó al Coordinador iniciar el proceso de conexión de un proyecto denominado “Reemplazo TT/CC paños K1 y K2 S/E Polpaico 500 kV” identificado con el número NUP 3051 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en una primera etapa temporal de traslado de los TT/CC del paño KR de S/E Ancoa hacia S/E Polpaico para ser instalados en paralelo a los TT/CC existentes de los paños K1 y K2 de esta última S/E, con fecha de puesta en servicio durante el mes de marzo de 2022. La segunda etapa, de carácter definitiva, contempla el reemplazo de los actuales TT/CC de los paños K1 y K2 de S/E Polpaico por equipos de mayor capacidad, retornando aquellos equipos utilizados en la primera etapa hacia S/E Ancoa, con fecha de puesta en servicio durante el mes de abril de 2023. A la fecha de emisión de este Informe, se está a la espera de la aprobación de la solicitud de parte de la CNE para efectos de poder continuar el proceso con el Coordinador.

2.12 Anillo 110 kV de Enel Transmisión

El anillo de 110 kV de la empresa Enel Transmisión Chile S.A. se abastece desde las líneas de transmisión de 110 kV que enlazan las barras conectadas con las SS/EE Cerro Navia, El Salto, Chena, Buin, Alto Jahuel y Los Almendros, y permite suministrar energía a gran parte de los consumos de la Región Metropolitana.

Este anillo se abastece desde el SEN mediante nueve transformadores 220/110 kV ubicados en las subestaciones indicadas anteriormente, mediante la generación interna de Central Nueva Renca, el aporte proveniente desde S/E Las Vegas mediante la línea 2x110 kV Las Vegas - Cerro Navia, y el aporte del conjunto de centrales que inyectan su energía a través de las líneas 2x110 kV Maitenes - Queltehues - Florida y 2x110 kV Sauzal - Alto Jahuel.

Por otra parte, el anillo cuenta con un esquema denominado “Sistema de Desconexión Automático de Carga” (SDAC) que se encuentra habilitado en las SS/EE de transformación 220/110 kV del anillo, el cual opera en base a la apertura de alguno de los interruptores asociados a los transformadores de las SS/EE El Salto, Cerro Navia, Chena, Buin, Alto Jahuel y Los Almendros, y que a su vez se presente sobrecarga en alguno de los transformadores a consecuencia de la apertura del interruptor, en base a umbrales de carga especificados para cada uno de ellos. Su operación trae como consecuencia el deslastre de consumos distribuido en siete escalones, cuyo orden de prioridad o secuencia de desconexiones depende del transformador sometido a sobrecarga.

Adicionalmente, los transformadores 220/110 kV N°2 y N°3 de S/E Cerro Navia cuentan con un esquema automático de Contingencia Específica que emite orden de desenganche directo sobre los interruptores de S/E Cerro Navia asociados a ambos circuitos de la línea 2x110 kV El Salto - Cerro Navia, ante la desconexión forzada del transformador N°2 o N°3 220/110 kV, de manera de reducir de forma automática la carga del transformador que queda en servicio, transfiriendo parte de su carga hacia las SS/EE aledañas del anillo de 110 kV. Este esquema solamente puede habilitarse cuando están en servicio los transformadores 220/110 N°2 y N°3, debido a que el transformador 220/110 kV N°5 no cuenta con las adecuaciones necesarias en su sistema de control que le permitan participar en el esquema.

Frente a escenarios de alta demanda en el anillo (demandas superiores a 2600 MVA), cuyos máximos se registran durante los meses de invierno (junio y julio) y verano (diciembre y enero), incluso teniendo los esquemas SDAC y de Contingencia Específica descritos en los párrafos precedentes habilitados, es necesario el aporte de central Nueva Renca y/o de central Los Vientos inyectando de manera radial a través de las líneas 110 kV Cerro Navia - Las Vegas y 110 kV Cerro Navia - Santiago Solar, centrales que pueden encontrarse fuera del orden de mérito económico a nivel sistémico, con el fin de evitar la desconexión en cascada de los transformadores 220/110 kV por sobrecarga, ante la contingencia simple de la barra 220 kV de S/E El Salto, o de uno de los dos transformadores 220/110 kV de S/E Cerro Navia (ver 2.13).

Adicionalmente, ante la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado de alguno de los transformadores 220/110 kV, también hay escenarios en donde se requiere el aporte de central Nueva Renca y/o central Los Vientos, ante la contingencia simple de alguno de los restantes transformadores 220/110 kV y/o ante la contingencia simple de la barra 220 kV de S/E El Salto.

2.13 S/E El Salto, barra de 220 kV

Existe una única barra de 220 kV en S/E El Salto donde se encuentran conectados los circuitos de la línea 2x220 kV Polpaico - El Salto y los transformadores N°1 y N°2 220/110 kV.

Fallas ocurridas en esta barra originan la desconexión de todos sus elementos conectados y provocan sobrecargas, y eventuales pérdidas de consumos por acción del esquema SDAC, en instalaciones de Enel Transmisión Chile S.A. en escenarios de alta demanda en su anillo, con altas transferencias desde la zona norte del SEN a través de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico y con un alto aporte en generación del complejo de centrales que inyecta su potencia en S/E San Luis. Esta situación empeora si además algún transformador 220/110 kV del sistema de Enel Transmisión Chile S.A. se encuentra fuera de servicio previo a dicha falla.

Al respecto, la empresa Enel Transmisión Chile S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado "Adecuaciones en S/E El Salto", identificado con el número NUP 1200 en la plataforma PGP del Coordinador, que consiste en el seccionamiento de la barra principal de 220 kV en S/E El Salto, a través de un equipo híbrido JS1 (desconectador, interruptor, transformadores de corriente), junto con la extensión de la barra principal y de transferencia de 220 kV para la construcción de un nuevo paño acoplador JR1. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto sería durante el mes de noviembre de 2022.

2.14 S/E Cerro Navia, barras 110 kV

Actualmente, S/E Cerro Navia cuenta con tres transformadores 220/110 kV disponibles para su operación. Sin embargo, el aumento del flujo desde las barras de 220 kV hacia las barras de 110 kV en esta S/E provoca que diversas restricciones que poseen las barras de 110 kV N°1 y N°2 no permitan operar con los tres transformadores conectados al mismo tiempo, debiendo quedar uno de estos equipos desconectado en calidad de reserva.

Entre las restricciones que se activan en las barras de 110 kV de S/E Cerro Navia al operar con los tres transformadores enmallados, y considerando habilitados los esquemas de transferencia automática de carga de las líneas 110 kV que se conectan a dichas barras 110 kV, se destacan:

- Sobrecargas inadmisibles en los desconectores 89B1 y 89B2 de S/E Cerro Navia (480 MVA), correspondientes a los equipos que vinculan las secciones de barras 110 kV de las empresas Transelec S.A. y Enel Transmisión Chile S.A., ante contingencias simples en las barras 110 kV o en las líneas 110 kV que se conectan a dichas barras.
- Sobrecargas en los TT/CC (360 MVA) asociados al paño BS de S/E Cerro Navia, correspondiente al paño seccionador de las barras 110 kV de la empresa Transelec S.A., ante contingencias en las líneas 110 kV que se conectan a la barra 110 kV N°1 o ante la desconexión forzada del transformador N°3 220/110 kV (transformador que sólo se puede conectar a la barra 110 kV N°2).
- Sobrecargas en las barras 110 kV de S/E Cerro Navia, ante contingencias simples en una de sus secciones o en las líneas 110 kV que se conectan a dichas barras.
- Capacidades de ruptura excedidas en algunos de los interruptores de 110 kV pertenecientes a S/E Cerro Navia.

Al respecto, la empresa Enel Transmisión Chile S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Ampliación en SE Cerro Navia” identificado con el número NUP 1110 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la construcción de un nuevo patio de 110 kV con tecnología GIS con tres barras principales más una barra de transferencia. Este proyecto permitiría la conexión en paralelo de los tres transformadores 220/110 kV de S/E Cerro Navia. La fecha preliminar de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de junio de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de julio de 2022.

2.15 Tramos Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel y Tap Santa Raquel - Florida de la línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida

La capacidad térmica de la línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura						
	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C
Alto Jahuel - Tap Buin	369	353	337	320	302	282	260
Buin - Tap Buin	369	353	337	320	302	282	260
Tap Buin - Tap La Pintana	369	353	337	320	302	282	260
Tap La Pintana - Tap Mariscal	369	353	337	320	302	282	260
Tap Mariscal - Tap Santa Rosa	369	353	337	320	302	282	260
Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel	167	160	153	145	137	128	118
Tap Santa Raquel - Florida	167	160	153	145	137	128	118

De la tabla anterior se aprecia que los tramos Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel y Tap Santa Raquel - Florida son los que presentan una capacidad considerablemente menor que la del resto de los tramos, limitando considerablemente la capacidad de la línea.

Respecto de lo anterior, en condiciones normales de operación con demanda alta en el anillo de 110 kV y elevada temperatura ambiente, y/o ante indisponibilidades por mantenimiento o por falla de algún elemento del sistema de transmisión ubicado en la zona de influencia de la línea (transformador 220/110 kV de S/E Los Almendros, transformador 220/110 kV de S/E Alto Jahuel, etc.), dependiendo de la dirección de flujo post contingencia, se pueden producir sobrecargas inadmisibles en los tramos Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel y/o Tap Santa Raquel - Florida.

2.16 Tramos Tap Andes - Tap La Reina y Tap La Reina - Florida de la línea 2x110 kV Los Almendros - Florida

La capacidad térmica de la línea 2x110 kV Los Almendros - Florida, en función de la temperatura ambiente, es la que se muestra en la siguiente tabla, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura						
	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C
Los Almendros - Torre 82	190	182	174	165	156	145	134
Torre 82 - Tap Andes	212	209	206	204	201	198	195
Tap Andes - Tap La Reina	138	132	126	120	114	106	99
Tap La Reina - Florida	138	132	126	120	114	106	99

De la tabla anterior se aprecia que los tramos Tap Andes - Tap La Reina y Tap La Reina - Florida son los que presentan una menor capacidad, limitando considerablemente la capacidad de la línea.

Respecto de lo anterior, en condiciones normales de operación con demanda alta en el anillo de 110 kV y elevada temperatura ambiente, y/o ante indisponibilidades por mantenimiento o por falla de algún elemento del sistema de transmisión ubicado en la zona de influencia de la línea (transformador 220/110 kV de S/E Los Almendros, transformador 220/110 kV de S/E Alto Jahuel, etc.) y debido a la ubicación de la carga en las SS/EE Andes y La Reina, se pueden producir sobrecargas inadmisibles en los tramos Tap La Reina - Tap Andes y Florida - Tap La Reina.

2.17 Tramo Tap San Joaquín - Tap Santa Elena de la línea 2x110 kV Ochagavía - Florida

La capacidad térmica de la línea 2x110 kV Ochagavía - Florida, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura						
	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C
Ochagavía - Tap Club Hípico	369	353	337	320	302	282	260
Tap Club Hípico - Tap San Joaquín	298	294	291	287	283	279	275
Tap San Joaquín - Tap Santa Elena	160	153	146	139	131	122	113
Tap Santa Elena - Tap Macul	298	294	291	287	283	279	275
Tap Macul - Tap Florida	502	481	459	435	409	382	352

De la tabla anterior se aprecia que el tramo Tap San Joaquín - Tap Santa Elena presenta una capacidad considerablemente menor que la del resto de los tramos, limitando considerablemente la capacidad de la línea.

Respecto de lo anterior, en condiciones normales de operación con demanda alta en el anillo de 110 kV y elevada temperatura ambiente, y/o ante indisponibilidades por mantenimiento o por falla de algún elemento del sistema de transmisión ubicado en la zona de influencia de la línea (transformador 220/110 kV de S/E Los Almendros, transformador 220/110 kV de S/E Alto Jahuel, transformador 220/110 kV de S/E Buin, etc.), se pueden producir sobrecargas inadmisibles en el tramo Tap San Joaquín - Tap Santa Elena.

2.18 S/E Ochagavía, barra 110 kV

De acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador, S/E Ochagavía cuenta con una única barra 110 kV, sin interruptor seccionador, en la cual se conectan los paños de las líneas 2x110 kV Ochagavía - Florida, 2x110 kV Chena - Buin - Ochagavía y 1x110 kV Ochagavía - Metro. La barra 110 kV de S/E Ochagavía tiene un relé GEPVDC11C como sistema de protección principal, en el cual está configurada la protección diferencial de la barra (87B).

Frente a fallas en la barra de 110 kV de S/E Ochagavía, al ser una única barra sin interruptor seccionador, la operación de la protección diferencial de barra provoca que toda la carga abastecida por la línea 2x110 kV Ochagavía - Florida quede alimentada de manera radial desde S/E Florida.

Lo anterior, sumado a escenarios de alta temperatura ambiente y bajo aporte de las centrales que inyectan su energía al SEN mediante la línea 2x110 kV Maitenes - Queltehue - Florida y/o ante la indisponibilidad programada o forzosa de algunos de los equipos de las instalaciones ubicados en la zona de influencia, puede provocar sobrecargas inadmisibles en las líneas 2x110 kV Los Almendros - Florida y/o 2x110 kV Alto Jahuel - Buin - Florida, o incluso en alguno de los transformadores 220/110 kV de las SS/EE Alto Jahuel y Los Almendros.

2.19 S/E Rancagua, transformador N°1 154/69/14.8 kV

A raíz de una falla ocurrida el 01 de mayo de 2018, que afectó al antiguo transformador N°1 154/66/13,8 kV 56 MVA de S/E Rancagua, la empresa CGE S.A. realizó el reemplazo de dicho equipo por el actual transformador N°1 154/69/14,8 kV 75 MVA, el cual fue puesto en servicio el día 26 de agosto de 2018.

Debido a que el terciario del actual transformador N°1 154/69/14,8 kV tiene una tensión mayor que la del terciario del antiguo transformador, no es posible conectar al terciario del actual transformador el banco de condensadores de S/E Rancagua, cuya tensión nominal es de 13,8 kV, quedando indisponible el BBCC.

La indisponibilidad del BBCC de S/E Rancagua cobra relevancia ante la desconexión forzosa o programada del transformador 220/154 kV de S/E Alto Jahuel, durante escenarios de demanda alta, pudiéndose producir problemas de regulación de tensión en las barras de las SS/EE que se abastecen desde las SS/EE Rancagua, Paine y Fátima, al quedar estas últimas subestaciones operando en forma radial desde S/E Tinguiririca.

Por otra parte, si bien el actual transformador N°1 154/69/14,8 kV de S/E Rancagua cuenta con una capacidad nominal mayor que la del antiguo transformador (75 MVA y 56 MVA, respectivamente), según lo señalado por CGE S.A., debido a que el proyecto de reposición del transformador no consideró el refuerzo de la barra 66 kV N°1 de S/E Rancagua, la transferencia por el actual transformador N°1 154/69/14,8 kV de S/E Rancagua quedó limitada por una protección de sobrecorriente de fase asociada al lado 69 kV, ajustada en 67,3 MVA, manteniendo el ajuste del antiguo transformador, la cual protege a la barra 66 kV N°1 de S/E Rancagua.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con datos proporcionados por la empresa Transelec S.A., a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador, la capacidad nominal de corriente permanente de la barra 66 kV N°1 de S/E Rancagua es de 712,9 A, lo que equivale a 81 MVA a una tensión de 66 kV.

2.20 S/E Itahue, sección de barra N°2 154 kV

El patio 154 kV de S/E Itahue cuenta con un esquema de barra simple seccionada con barra de transferencia, teniendo en la sección N°2 de 154 kV conectados los interruptores asociados al transformador N°4 220/154 kV, a los transformadores N°2 y N°5 154/66 kV y a la línea 154 kV Maule - Itahue.

La ocurrencia de una falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio por problemas de regulación de tensión en la zona, sobre todo en las cercanías a S/E Itahue y, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan en la zona, provoca riesgo de desconexión por sobrecarga de los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Tinguiririca y/o Alto Jahuel, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 154 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Linares.

Por otra parte, en escenarios de demanda alta y con bajo o nulo aporte de central San Ignacio (abierto interruptor 52BS de S/E Talca), la falla en la sección de barra N°2 154 kV de S/E Itahue provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV de esa misma S/E (el cual cuenta con una protección 51 ajustada a 86 MVA por el lado 66 kV, correspondiente a un 115% de su capacidad nominal), que se encuentra conectado a la barra 66 kV N°1, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través de las barras 66 kV N°1 y N°2 kV de S/E Itahue. Por otra parte, junto con la sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV, se producen sobrecargas inadmisibles en el circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue - Talca (capacidad: 41 MVA a 25 °C).

2.21 S/E Itahue, barras N°1 y N°2 66 kV y línea 2x66 kV Itahue - Talca

El patio 66 kV de S/E Itahue cuenta con un esquema de barra simple seccionada con barra de transferencia, teniendo en la sección de barra N°2 de 66 kV conectados los interruptores asociados a los transformadores N°2 y N°5 154/66 kV, y en la barra N°1 66 kV, el interruptor asociado al transformador N°1 154/66 kV. Adicionalmente, el interruptor de la barra de transferencia está conectado a la barra N°2. Por otra parte, la capacidad térmica de la línea 2x66 kV Itahue - Talca, en función de la temperatura se muestra en la siguiente tabla:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Itahue - Los Maquis	45	43	41	39	36	33
Los Maquis - Panguilemo	45	43	41	39	36	33
Panguilemo - Talca	45	43	41	39	36	33

Ante la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado del transformador N°1 154/66 kV, y ante la imposibilidad de transferir, mediante el paño BR, alguno de los interruptores 66 kV de los transformadores 154/66 kV N°2 o N°5 a la barra 66 kV N°1, la contingencia simple sobre la barra 66 kV N°2 de S/E Itahue compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona. En particular, en escenarios con elevada temperatura ambiente y con bajo o nulo aporte de la central San Ignacio.

Adicionalmente, frente a una falla en la barra 66 kV N°2, en escenarios de demanda alta y con bajo o nulo aporte de central San Ignacio (abierto interruptor 52BS de S/E Talca), se provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV (el cual cuenta con una protección 51 ajustada a 86 MVA por el lado 66 kV), conectado a la barra 66 kV N°1, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas a través las barras 66 kV N°1 y N°2 kV de S/E Itahue. Por otra parte, junto con la sobrecarga del transformador N°1 154/66 kV, se producen sobrecargas inadmisibles en el circuito N°1 de la línea 2x66 kV Itahue - Talca.

Finalmente, debido a la limitada capacidad de los conductores de la línea 2x66 kV Itahue - Talca, frente a escenarios de demanda alta, con elevada temperatura ambiente, sin el aporte de central San Ignacio (operando abierto el interruptor 52BS de S/E Talca), fallas en uno de los circuitos de la línea pueden provocar una sobrecarga inadmisibles en el circuito que queda en servicio.

2.22 S/E Teno, transformadores N°3 y N°5 154/66 kV

Los transformadores N°3 y N°5 154/66 kV de S/E Teno comparten paños por los lados 154 kV y 66 kV, y son los que abastecen a la barra 66 kV de S/E Teno y las líneas de transmisión que se conectan a dicha barra.

Ante la indisponibilidad forzosa o programada de alguno de los transformadores N°3 o N°5, o de alguno de sus paños (la barra 154 kV de S/E Teno no posee barra de transferencia que permita el reemplazo de los paños que se conectan a dicha barra), sumado a escenarios de alta demanda y/o elevada temperatura ambiente, se requiere del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico (centrales Teno y Teno Gas) para poder controlar la transferencia por la línea 2x66 kV Itahue - Curicó, al quedar los consumos de las barras 66 kV de las SS/EE Teno, Rauquén y Curicó abastecidos desde S/E Itahue, mediante aquella línea.

2.23 Línea 66 kV San Javier - Tap Nirivilo - Constitución

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 66 kV San Javier - Tap Nirivilo - Constitución en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
San Javier - Estructura 22	34	31	28	24	19	13
Estructura 22 - Estructura 23	29	28	28	27	26	25
Estructura 23 - Estructura 164	34	31	28	24	19	13
Estructura 164 - Estructura 165	29	28	28	27	26	25
Estructura 165 - Tap Nirivilo	34	31	28	24	19	13
Tap Nirivilo - Constitución	34	31	28	24	19	13

En condiciones normales de operación, dependiendo del nivel de demanda y de generación de las centrales de la zona (centrales Celco, Viñales, San Javier, Constitución 1 y Maule), se activan restricciones de transmisión en esta línea para evacuar los excedentes derivados de la generación de las centrales hacia el resto del sistema, de acuerdo con la capacidad térmica de los tramos de línea asociados a los vanos Estructura 22 - Estructura 23 y Estructura 164 - Estructura 165, formados por conductor Copperweld 3/8 (que corresponde aproximadamente a un 1,8% de la longitud de la línea), a diferencia del resto de la línea que posee conductor Cu 2/0 AWG.

Por otra parte, ante escenarios de demanda alta en la zona y elevada temperatura ambiente, y sin el aporte de central Viñales por indisponibilidad forzosa o programada, los consumos de S/E Constitución quedan abastecidos por central Celco y mayoritariamente por el aporte proveniente desde el SEN a través de la línea 66 kV San Javier - Constitución, pudiéndose requerir del despacho de centrales que normalmente se encuentran fuera del orden de mérito económico (centrales San Javier, Constitución 1 y Maule) para poder regular tensión y controlar la transferencia por la línea.

2.24 Línea 154 kV Charrúa - Chillán y transformador 154/66 kV, 75 MVA, de S/E Chillán

La línea 154 kV Charrúa - Chillán y el transformador 154/66 kV de S/E Chillán son los encargados de abastecer los consumos de todas las SS/EE que se conectan a la barra 66 kV de S/E Chillán. La capacidad térmica de la línea, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Charrúa - Tap Chillán	253	242	230	218	205	192
Tap Chillán - Chillán	105	101	95	90	84	78

Por su parte, el transformador 154/66 kV, 75 MVA, de S/E Chillán, posee una capacidad de sobrecarga de hasta 89,7 MVA a tensión nominal.

Frente a condiciones normales de operación, con demanda alta y elevada temperatura ambiente (sobre 30°C), la limitada capacidad térmica del conductor del tramo Tap Chillán - Chillán de la línea 154 kV Charrúa - Chillán no permitiría brindar apoyo ante la necesidad de abastecer los consumos de S/E Monterrico y/o de la línea 66 kV Charrúa - Chillán, frente a la indisponibilidad de alguno de los transformadores 154/66 kV de las SS/EE Monterrico y Charrúa, requiriendo el traspaso de consumos hacia otras SS/EE que no se abastezcan desde dicha línea. A su vez, se hace indispensable depender de los excedentes de generación de la Planta Nueva Aldea. Situación similar ocurriría para un escenario con temperatura ambiente menor a 30°C, donde la limitación sería impuesta por la capacidad de sobrecarga del transformador 154/66 kV, 75 MVA, de S/E Chillán.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado "Cambio de circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa - Monterrico", identificado con el número NUP 1124 en la plataforma PGP del Coordinador, que consiste en la modificación del uso de las actuales líneas 1x154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral y 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán - Chillán, a la altura del Tap Chillán, sumado al cambio de conductor entre el punto de enroque y el Tap Monterrico. Como primera etapa se contempla el cambio de equipos primarios en los paños A2 y A6 de S/E Charrúa, con fecha de ejecución para el mes de enero 2022. Como segunda etapa está contemplado eliminar la actual conexión en derivación del Tap Monterrico por un seccionamiento y el cambio de conductor citado anteriormente, con fecha de conexión contemplada para el mes de abril de 2022.

Cabe destacar que, una vez ejecutado el proyecto citado en el párrafo anterior, la limitación quedará impuesta por la capacidad de sobrecarga del transformador 154/66 kV, 75 MVA, de S/E Chillán.

2.25 Línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral

La línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral es la encargada de abastecer los consumos de todas las SS/EE que se conectan desde las SS/EE Monterrico y Parral. La capacidad térmica de la línea, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Charrúa - Pueblo Seco	127	119	110	100	89	46
Pueblo Seco - Monterrico - Parral	133	121	107	92	73	46

Frente a condiciones normales de operación, con demanda alta y elevada temperatura ambiente, sumado a la indisponibilidad total o parcial, forzosa o por mantenimiento programado, de central Nueva Aldea, la limitada capacidad térmica del conductor de la línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral compromete los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, requiriendo el traspaso de consumos hacia otras SS/EE de la zona que no se abastezcan desde dicha línea.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Cambio de circuitos 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán y 1x154 kV Charrúa - Monterrico”, identificado con el número NUP 1124 en la plataforma PGP del Coordinador, que consiste en la modificación del uso de las actuales líneas 1x154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral y 1x154 kV Charrúa - Tap Chillán - Chillán, a la altura del Tap Chillán, sumado al cambio de conductor entre el punto de enroque y el Tap Monterrico. Como primera etapa se contempla el cambio de equipos primarios en los paños A2 y A6 de S/E Charrúa, con fecha de ejecución para el mes de enero 2022. Como segunda etapa está contemplado eliminar la actual conexión en derivación del Tap Monterrico por un seccionamiento y el cambio de conductor citado anteriormente, con fecha de conexión contemplada para el mes de abril de 2022.

2.26 Barra de 154 kV de S/E Parral

Frente a condiciones normales de operación, con demanda alta y elevada temperatura ambiente en el sistema de 154 kV comprendido entre las SS/EE Maule y Charrúa, se aprecian inconvenientes en la regulación de tensión para las barras de 154 kV ante la escasez de recursos de inyección de potencia reactiva, en particular para la S/E Parral.

Al respecto, la empresa CGE Transmisión S.A. solicitó al Coordinador iniciar el proceso de conexión de un proyecto que consiste en la incorporación de compensación de reactivos en la S/E Parral, a través de un banco de condensadores de 12,5 MVar en dos etapas (5 y 7,5 MVar) conectados al terciario del transformador N°1 154/66/14,8 kV de esta S/E. La primera etapa tendría fecha de puesta en servicio durante el mes de enero de 2022, en cambio la fecha para la segunda etapa está por confirmarse. A la fecha de emisión de este Informe, se está a la espera de la aprobación de la solicitud de parte de la CNE.

2.27 Líneas 154 kV Charrúa - Los Ángeles, 66 kV Los Ángeles - Los Buenos Aires, Los Buenos Aires - Nahuelbuta, 66 kV Nahuelbuta - Angol y 66 kV Angol - Victoria.

El sistema compuesto por las instalaciones que se conectan a las SS/EE Los Ángeles, Los Buenos Aires, Negrete, Tap Renaico, Nahuelbuta, Angol y Collipulli, es abastecido normalmente de manera radial a través de la línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles, con la línea 66 kV Angol - Victoria abierta en S/E Collipulli y con la línea 2x66 kV Los Ángeles - Duqueco abierta en S/E Los Ángeles.

La capacidad térmica de las líneas de transmisión que conforman este subsistema, en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por sus respectivos propietarios en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Charrúa - Los Ángeles	178	165	149	132	112	87

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Los Ángeles - Los Buenos Aires	74	71	67	63	59	55
Los Buenos Aires - Estructura 129	74	71	67	63	59	55
Estructura 129 - Estructura 130	51	48	46	43	41	38
Estructura 130 - Negrete	74	71	67	63	59	55
Negrete - Tap Renaico	45	43	41	39	36	33
Tap Renaico - Nahuelbuta	45	43	41	39	36	33
Nahuelbuta - Angol	45	43	41	39	36	33

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Angol - Collipulli	39	37	35	33	31	29
Collipulli - Victoria	39	37	35	33	31	29

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, Con presencia de Sol					
	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Los Ángeles - Estructura 1.1 c1	53	49	45	41	36	30
Estructura 1.1 - Estructura 1 c1	84	79	72	65	57	48
Estructura 1 - Tap Duqueco c1	63	60	57	54	50	47
Los Ángeles - Estructura 1617 c2	58	55	52	49	46	43
Estructura 1617 c2 - Tap Duqueco c2	40	38	36	34	32	29

Ante la indisponibilidad forzosa o programada de la línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles o de la línea 66 kV Los Ángeles - Los Buenos Aires, se requiere realizar el traspaso de consumos hacia S/E Victoria, mediante la línea 66 kV Angol - Victoria. Durante escenarios de demanda alta y elevada temperatura ambiente, y con un aporte bajo de las centrales y de los PMGD de la zona, se requeriría de traspasos adicionales de carga mediante redes MT hacia SS/EE que no queden alimentadas desde S/E Angol y/o el racionamiento de consumos.

Si bien ante la indisponibilidad de la línea 154 kV Charrúa - Los Ángeles las barras 66 kV de S/E Los Ángeles pueden quedar alimentadas desde S/E Duquenco, la limitada capacidad de la línea 2x66 kV Duquenco - Los Ángeles no permite realizar un respaldo de la totalidad de los consumos que se abastecen desde S/E Los Ángeles.

Por otra parte, debido a la actual capacidad instalada de parque eólicos y centrales hidroeléctricas de pasada en este subsistema, ante escenarios de operación normal y baja demanda, se requeriría limitar el aporte de las centrales de la zona debido a que el excedente de generación podría provocar sobrecargas inadmisibles en las líneas 66 kV Los Ángeles - Los Buenos Aires, 66 kV Los Buenos Aires - Nahuelbuta, 154 kV Charrúa - Los Ángeles y en el transformador 154/66 kV N°4 de S/E Los Ángeles.

Al respecto, la empresa Besalco Transmisión SpA se encuentra desarrollando los proyectos denominados “Nueva S/E Los Varones 220/66 kV” y “Nueva línea 2x66 kV Los Varones - El Avellano”, identificados con los números NUP 1088 y 1089 en la plataforma PGP del Coordinador, respectivamente, y que consisten en una nueva S/E que seccionará la línea 1x220 kV El Rosal - Duquenco, la incorporación de un transformador 220/66 kV, 90 MVA, un patio de 66 kV y la conexión de la línea 2x66 kV Los Varones - El Avellano, obras que contribuirán a la flexibilidad operacional y dar apoyo al suministro de los consumos conectados con la S/E Los Ángeles. La fecha preliminar de conexión contemplada para estos proyectos correspondía al mes de diciembre de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de abril de 2023.

2.28 Capacidad de ruptura de los interruptores 220 kV de S/E Charrúa

Según los análisis realizados en la Minuta DAOP N°02/2018, ante un escenario base de operación real en la zona Centro Sur del SEN, existirían 15 interruptores de 220 kV que estarían excedidos en su capacidad de ruptura.

Paños	Elemento que conecta	Capacidad de Ruptura kA	Ikss Máx. kA	Estado de criticidad
52J1	Línea Charrúa - Cholguán	40,0	44,90	112,2%
52J7	Línea Charrúa - Antuco	40,0	45,09	112,7%
52J8	Línea Charrúa - Central Santa Lidia	40,0	45,20	113,0%
52J9	Línea Charrúa - Tap Off El Rosal	50,0	45,07	90,1%
52J10	Línea Charrúa - Tap Maria Dolores	40,0	43,71	109,3%
52J12	Línea Charrúa - Central Quilleco 2	40,0	45,18	113,0%
52J13	Línea Charrúa - Central Rucue 1	40,0	45,09	112,7%
52J16	Línea Charrúa - Central Ralco	40,0	44,65	111,6%
52J18	Línea Charrúa - Central Los Pinos	40,0	43,70	109,3%
52J19	Línea Charrúa - Santa Maria	50,0	45,07	90,1%
52J22	Línea Charrúa - Tap Trupan	40,0	44,79	112,0%
52J24	Línea Charrúa - Tap Zona de Caida	40,0	44,65	111,6%
52J25	Línea Charrúa - Santa Maria	50,0	45,07	90,1%
52J26	Línea Charrúa - Hualpen	50,0	45,12	90,2%
52JT1	Transformador 220/154 kV	40,0	44,11	110,3%
52JT4	Transformador SS/AA 220/13,8 kV	40,0	45,76	114,4%
52JT8	Transformador 500/220 kV N°8	50,0	44,81	89,6%
52JS12	Seccionador	40,0	45,76	114,4%
52JS23	Seccionador	40,0	45,76	114,4%
52JS31	Seccionador	40,0	45,76	114,4%
52JCE	CCEE 65 MVAr	50,0	45,76	91,5%

Como medidas de mitigación, que permiten reducir transitoriamente la corriente de cortocircuito máxima en la zona, de manera de no sobrepasar las capacidades de ruptura de los interruptores señalados en la tabla anterior, en la Minuta DAOP N°02/2018 se propusieron las siguientes alternativas de operación:

Opción 1:

Operación de los interruptores 52JS23 y 52JS31 de S/E Charrúa abiertos. En forma adicional, ambos circuitos de la línea 2x220 kV Charrúa - Entre Ríos deben operar conectados exclusivamente a la sección de barra N°3 de 220 kV de S/E Charrúa.

Opción 2:

Operación de los interruptores 52JS12 y 52JS31 de S/E Charrúa abiertos. En forma adicional, ambos circuitos de la línea 2x220 kV Charrúa - Entre Ríos deben operar conectados exclusivamente a la sección de barra N°1 de 220 kV de S/E Charrúa.

Al respecto, frente a escenarios de hidrología húmeda con un alto aporte de las centrales hidroeléctricas que inyectan su generación hacia el SEN a través de las barras 220 kV de S/E Charrúa y con un alto aporte del resto de centrales y parque eólicos ubicados en la zona sur del SEN, las opciones operacionales descritas anteriormente impondrían una restricción sobre la transmisión por el enlace 3x500 kV Charrúa - Entre Ríos - Ancoa, debido a que la contingencia simple de la barra 220 kV N°3 (si se utiliza la Opción 1) o de la barra 220 kV N°1 (si se utiliza la opción 2) provocaría la desconexión de uno de los transformadores 500/220 kV de S/E Charrúa y de la línea 2x220 kV Charrúa - Entre Ríos, quedando el transformador 500/220 kV de S/E Entre Ríos en vacío.

A la fecha de emisión de este Informe, de acuerdo con los registros de la plataforma PGP del Coordinador, los respectivos proyectos de reemplazo de los interruptores: 52J1, 52J7, 52J8, 52JT1, 52JT4, 52JS12, 52J16 52JS31, 52JS23, 52J22, 52J24 y 52JCE1, de propiedad de Transelec S.A., y de los interruptores: 52J12 y 52J13, de propiedad de Colbún Transmisión S.A., se encuentran ejecutados, mientras que el proyecto de reemplazo del interruptor 52J10 de S/E Charrúa cuenta con requisitos pendientes para su concreción. Finalmente, el interruptor 52J18 de S/E Charrúa no cuenta con un proyecto de reemplazo registrado en la plataforma PGP. A la fecha de emisión de este Informe, solo se dispone de la actualización del cronograma para ejecutar el reemplazo del interruptor 52J10 de S/E Charrúa, cuyo propietario indicó que la nueva fecha de puesta en servicio sería durante el mes de julio de 2022.

2.29 S/E Charrúa, transformadores N°2 154/66 kV 75 MVA y N°7 154/66 kV 75 MVA

En S/E Charrúa existen dos transformadores 154/66 kV, para abastecer las instalaciones vinculadas con las secciones de barra de 66 kV de esta S/E, los cuales no operan conectados en paralelo, encontrándose siempre uno de ellos operando en vacío o desconectado debido a que al operar en paralelo se ve superado el nivel de cortocircuito del interruptor 52B1 de S/E Charrúa, asociado a la línea 66 kV Charrúa - Enlace.

Al respecto, la empresa AES Gener S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Reemplazo del interruptor 52B1 de la S/E Charrúa” identificado con el número NUP 2099 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en el reemplazo del interruptor 52B1 de S/E Charrúa, asociado a la línea 66 kV Charrúa - Enlace, por uno con capacidad de ruptura suficiente, que permita operar con los transformadores N°2 y N°7 154/66 kV de S/E Charrúa en paralelo. La fecha estimada de puesta en servicio de este proyecto, de acuerdo con lo señalado por la empresa AES Gener S.A. mediante carta 0404-2020 de fecha 11 de diciembre de 2020, sería durante el mes de mayo del año 2021. A la fecha de emisión de este Informe, el propietario actualizó el cronograma para ejecutar el reemplazo del interruptor 51B1 de S/E Charrúa, e indicó que la nueva fecha de puesta en servicio sería durante el mes de marzo de 2022.

2.30 S/E Charrúa, transformador N°1 220/154/13.2, kV 300 MVA

El transformador N°1 220/154/13.2, kV de S/E Charrúa es el encargado de abastecer las instalaciones que se conectan a las barras 154 kV de la subestación. En particular, en condiciones normales de operación, desde el transformador N°1 220/154/13.2 kV se abastecen los consumos de las SS/EE Charrúa, Quilmo, Tres Esquinas, Bulnes, Chillán, Parral, Cocharcas, San Carlos, Ñiquén, Retiro, Longaví, Los Ángeles, Manso de Velasco, El Avellano, Negrete, Renaico, Nahuelbuta, Angol, Deuco, Los Sauces y Collipulli.

Ante la indisponibilidad forzosa o programada en S/E Charrúa del transformador N°1 220/154/13.2 kV o de la sección barra N°1 154 kV, se requiere realizar el traslado de consumos hacia S/E Concepción, mediante la línea 154 kV Charrúa - Concepción, hacia S/E Maule, mediante las líneas 154 kV Maule - Parral y 154 kV Charrúa - Parral, y hacia S/E Duqueco, mediante las líneas 2x66 kV Duqueco - Los Ángeles y 154 kV Charrúa - Los Ángeles. Durante escenarios de demanda alta y sin el aporte de la generación de las centrales de la zona, en particular las centrales Abanico, Nueva Aldea y los parques eólicos que inyectan su aporte en S/E Los Ángeles, se requeriría de traspasos adicionales de carga mediante redes MT hacia SS/EE que no se alimentan desde S/E Charrúa y/o el racionamiento de consumos.

2.31 Línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén

Las líneas 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Hualpén participan en el abastecimiento de la Zona de Concepción desde el SEN a través de los transformadores 220/154 kV de la SS/EE Hualpén y Lagunillas.

Ante la indisponibilidad de alguna de estas líneas, ya sea por un evento forzoso o por mantenimiento programado, la falla de la línea que queda en servicio provoca que los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Lagunillas y Hualpén pierdan su vínculo con el SEN por el lado 220 kV.

La situación descrita en el párrafo anterior, sumada a la indisponibilidad forzosa o programada de la central Bocamina II, comprometería los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona Concepción, dependiendo del nivel de demanda y de la generación de las centrales que inyectan de manera local, por problemas de capacidad térmica en la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción y riesgo de desconexión por sobrecarga del transformador 220/154 kV de S/E Concepción, con la consecuente pérdida de suministro del sistema comprendido entre las SS/EE Concepción, Hualpén y Lagunillas.

2.32 Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel

La línea 1x154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel cuenta con un esquema denominado “*EDAC-CE Coronel*” el cual evita sobrecargas en la línea 2x66 kV Concepción - Coronel ante la desconexión forzada de la línea 1x154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel. Dependiendo del nivel de transferencia de dicha línea, previo a su desconexión forzada, la operación del esquema tiene como consecuencia la apertura de los interruptores pertenecientes a las barras de 66 kV de S/E Coronel, pudiendo llegar al caso extremo de abrir los interruptores 52B8 y 52B9, asociados a la línea 2x66 kV Concepción - Coronel, dejando desenergizadas desde el SEN las barras de 66 kV de S/E Coronel.

Si bien el esquema “*EDAC-CE Coronel*” tiene como propósito disminuir la profundidad del impacto de la falla en la línea 1x154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel, impidiendo la propagación de la falla hacia las barras 66 kV de S/E Concepción, riesgos de desconexión intempestiva sobre esta línea, ante escenarios de alta demanda, comprometerían los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona debido a que la contingencia en la línea provocaría la desconexión de las barras de 66 kV de S/E Coronel.

Al respecto, la empresa Besalco Transmisión SpA se encuentra desarrollando el proyecto denominado “*Nueva S/E Guindo 220/66 kV*” identificado con el número NUP 1094 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la construcción de una subestación que seccionará la línea 1x220 kV Lagunillas - Hualpén por el lado de 220 kV, y por el lado 66 kV seccionará la línea 2x66 kV Coronel - Concepción. La incorporación de este proyecto permitiría una mayor flexibilidad de operación en la zona, brindando un apoyo adicional a S/E Concepción ante la desconexión forzada de la línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel. La fecha de conexión contemplada para este proyecto correspondía al mes de agosto de 2021. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión, todo ello, considerando que la entrada en operación según Decreto de Adjudicación corresponde al mes de diciembre de 2021.

2.33 S/E Coronel, transformador N°3 154/66 kV

El transformador N°3 154/66 kV de S/E Coronel no cuenta con un interruptor por el lado 154 kV. Por lo tanto, una falla en lado 154 kV del transformador N°3 debe ser despejada por el interruptor 52A1 de S/E Coronel, asociado a la línea 1x154 kV Coronel - Bocamina - Lagunillas, y por los interruptores 52AT4 y 52AT6 de S/E Coronel, asociados a los transformadores 154/66 kV respectivamente, desconectando la barra de 154 kV de S/E Coronel.

La falla descrita en el párrafo anterior trae como consecuencia la desconexión de los transformadores N°3, N°4 y N°6 154/66 kV de S/E Coronel, provocando una sobrecarga en el transformador N°5 154/66 kV, 56 MVA, de S/E Coronel, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas en 66 kV entre las SS/EE Concepción y Coronel y del resto de instalaciones que se conectan a las barras 66 kV de S/E Coronel.

2.34 S/E Concepción, secciones de barra N°1 y N°2 de 154 kV

En estas secciones de barra el paño seccionador no posee interruptor de poder, sino un desconectador denominado 89AS1-1, mientras que la barras N°2 y N°3 cuentan con el interruptor seccionador 52AS2.

Debido a una falla ocurrida el 10 de agosto de 2016, analizada en el EAF 268-2016, el transformador N°1 154/66 kV de S/E Concepción se encuentra fuera de servicio. Con ocasión de la falla anterior, la empresa CGE S.A. mediante carta Unidad de Explotación de la Red N°0617, de fecha 16 de septiembre de 2016, remitió un cronograma de actividades asociado al reemplazo del transformador N°1 con fecha estimada de puesta en servicio para el mes de febrero de 2017. Sin embargo, a la fecha de emisión de este informe, el transformador N°1 154/66 kV de S/E Concepción aún se encuentra indisponible.

Debido a la indisponibilidad del transformador N°1 154/66 kV de S/E Concepción, las barras N°1, N°2 y N°3 154 kV de S/E Concepción operan acopladas, con el transformador N°7 220/154 kV conectado a la barra N°1 y los transformadores N°2 y N°3 154/66 kV conectados a las barras N°2 y N°3, respectivamente.

Frente a escenarios de demanda alta, la ocurrencia de una falla en la sección de barra N°1 o N°2 de 154 kV de S/E Concepción trae como consecuencia la desconexión de los transformadores N°7 220/154 kV y N°2 154/66 kV de esta S/E, provocando una sobrecarga en el transformador N°5 154/66 kV, 56 MVA, de S/E Coronel, comprometiendo el suministro de las cargas conectadas en 66 kV entre las SS/EE Concepción y Coronel. Adicionalmente la falla en alguno de los transformadores N°2 y N°3 154/66 kV de S/E Concepción puede provocar sobrecarga en el transformador N°5 154/66 kV de S/E Coronel.

Por otra parte, se hace notar que, si estuviera disponible, el transformador N°1 154/66 kV de S/E Concepción no se puede operar en paralelo con los otros dos transformadores 154/66 kV de esta S/E debido a que con dicha topología de operación se ve superada la capacidad de ruptura del interruptor 52BT1 asociado al transformador N°1 de S/E Concepción, de acuerdo con el Informe *ECC N° 01/2013 AUMENTO DE POTENCIA T3 SE CONCEPCIÓN* realizado por CGE S.A. con ocasión del aumento de potencia del transformador N°3 de S/E Concepción y con la capacidad de ruptura de dicho interruptor, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Al respecto, la empresa CGE S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “S/E Concepción reemplazo de interruptor 52BT1” identificado con el número NUP 401 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en el reemplazo del interruptor 52BT1 de S/E Concepción, asociado al lado 66 kV del transformador N°1 154/66 kV, por uno con capacidad de ruptura superior al actual. La fecha contemplada para el reemplazo de este interruptor correspondía al mes de marzo del año 2020. Sin embargo, este proyecto NUP 401 aun cuenta con requisitos pendientes para su puesta en servicio. A la fecha de emisión de este Informe, no se dispone de fecha actualizada de conexión.

Si bien con la implementación del proyecto NUP 401 el interruptor 52BT1 de S/E Concepción contará con una mayor capacidad de ruptura, este proyecto por sí solo no permite mejorar la flexibilidad operacional de las barras 154 kV de S/E Concepción, mientras no sea repuesto el transformador N°1 154/66 kV.

2.35 S/E Duqueco, Paños J1 y J2

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 1x220 kV Duqueco - Los Peumos y de la línea 1x220 kV Charrúa - El Rosal - Duqueco, en función de la temperatura ambiente, es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con y sin presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, sin presencia de Sol						Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Charrúa - El Rosal	404	386	367	354	333	309	316	291	264	234	199	155
El Rosal - Duqueco	404	386	367	354	333	309	316	291	264	234	199	155
Duqueco - Los Peumos	412	394	375	354	333	309	316	291	264	234	198	155

En S/E Duqueco, la trampa de onda del paño J2, en dirección hacia S/E Los Peumos, tiene una capacidad nominal de 630 Amperes (240 MVA a 220 kV), la cual impone restricciones a la transmisión por las líneas 1x220 kV Duqueco - Los Peumos y 1x220 kV Charrúa - El Rosal - Duqueco, para su operación con criterio de seguridad N-1 hasta aproximadamente una condición ambiental con sol de 29°C y sin sol de 37°C.

Por otra parte, los paños J1 y J2 cuentan con protecciones direccionales de sobrecorriente de fases (67), con umbrales de operación de 720 A (274 MVA a 220 kV) y 800 A (305 MVA a 220 kV), respectivamente, imponiendo la protección 67 del paño J1 de S/E Duqueco restricciones a la transmisión por las líneas 1x220 kV Duqueco - Los Peumos y 1x220 kV Charrúa - El Rosal - Duqueco. Estas restricciones se activan, en particular, cuando se encuentra indisponible algún circuito de las líneas 2x220 kV Charrúa - Mulchén, 2x220 kV Mulchén - Río Malleco o 2x220 kV Río Malleco - Cautín.

2.36 S/E Temuco, Paño J2

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 1x220 kV Temuco - Los Peumos en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con y sin presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, sin presencia de Sol						Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Temuco - Los Peumos	412	394	375	354	333	309	316	291	264	234	198	155

En S/E Temuco, los TT/CC del paño J2 en dirección hacia S/E Los Peumos, tienen una relación de transformación nominal de 600/1. Adicionalmente, el paño J2 cuenta con una protección direccional de sobrecorriente de fases (67) ajustada con un umbral de operación de 720 A (274 MVA a 220 kV), correspondiente a la capacidad admisible de sobrecarga permanente de los TT/CC (20% de sobrecarga), lo cual impone restricciones a la transmisión por la línea 1x220 kV Temuco - Los Peumos, para su operación con criterio de seguridad N-1 hasta aproximadamente una condición ambiental con sol de 23°C y sin sol de 31°C.

2.37 S/E Temuco, barras de 220 kV

El patio 220 kV de S/E Temuco cuenta con dos barras 220 kV, con un esquema de barra seccionada más barra de transferencia. Por otra parte, los circuitos N°1 y N°2 de la línea 2x220 kV Temuco - Cautín se conectan a las barras 220 kV N°1 y N°2 de S/E Temuco mediante los paños J4 y J3 respectivamente, mientras que la línea 1x220 kV Los Peumos - Temuco se conecta a la barra 220 kV N°1 mediante el paño J2.

Debido a la configuración descrita en el párrafo anterior, ante la indisponibilidad forzosa o por mantenimiento programado del circuito N°2 de la línea 2x220 kV Temuco - Cautín, y ante la imposibilidad del control para transferir los paños J2 y J4 hacia la barra de 220 kV N°2, mediante el paño JR, una contingencia simple en la barra 220 kV N°1 de S/E Temuco comprometería los estándares de seguridad y calidad de servicio de la zona, ya que los cuatro transformadores 220/66 kV de S/E Temuco perderían su conexión al SEN por el lado 220 kV, con la consecuente pérdida de suministro del sistema de 66 kV entre las SS/EE Victoria, Temuco, Valdivia y Lollolhue.

2.38 Línea 2x66 kV Temuco - Loncoche

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 2x66 kV Temuco - Loncoche en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición sin y con presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, sin presencia de Sol						Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Temuco - Estructura 370	68	66	64	61	59	56	58	55	52	49	46	43
Estructura 370 - Padre Las Casas	68	66	64	61	59	56	58	55	52	49	46	43
Padre Las Casas - Licanco	46	44	43	41	39	37	39	37	35	33	31	29
Licanco - Tap Metrenco FFCC	46	44	43	41	39	38	39	37	35	33	31	29
Tap Metrenco FFCC - Pitrufrquén	46	44	43	41	39	38	39	37	36	34	31	29
Pitrufrquén - Loncoche	46	44	43	41	39	37	39	37	35	33	31	29

En condiciones normales de operación, dependiendo del nivel de demanda y generación local de la zona, se activan restricciones de transmisión para esta línea para su operación con criterio de seguridad N-1. A su vez, frente a contingencias en uno de sus circuitos, la recuperación de los consumos afectados a través del circuito paralelo, aún con el traspaso de la carga de S/E Padre Las Casas hacia S/E Las Encinas, depende de que no se activen las restricciones de transmisión de los tramos Temuco - Padre Las Casas por capacidad térmica, en función de la disponibilidad de generación de la central Pullinque.

Al respecto, la empresa CGE S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado "Consolidar tramo Comunidad Mahuidache, modificación LT Temuco - Loncoche 66 kV" identificado con el número NUP 1917 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en la modificación de la LT 66 KV Temuco - Loncoche, sector Mahuidache, entre las estructuras N°291 a N°303, se considera el reemplazo del conductor de cobre 1/0 AWG por conductor de aluminio Butte 312.8 MCM.

2.39 Línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos

Actualmente, la capacidad térmica de la línea 2x220 kV Cautín - Ciruelos en función de la temperatura ambiente es la que se muestra en la siguiente tabla, para una condición con y sin presencia de sol, de acuerdo con lo informado por su propietario en la plataforma Infotécnica del Coordinador:

Tramo	Capacidad [MVA] según Temperatura, sin presencia de Sol						Capacidad [MVA] según Temperatura, con presencia de Sol					
	0°C	5°C	10°C	15°C	20°C	25°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Cautín - Río Toltén C1	329	313	295	277	257	235	242	219	193	162	124	66
Río Toltén - Ciruelos C1	329	313	295	277	257	235	242	219	193	162	124	66
Cautín - Río Toltén C2	329	313	295	277	257	235	242	219	193	162	124	66
Río Toltén - Estructura 270 C2	329	313	295	277	257	235	242	219	193	162	124	66
Estructura 270 - Ciruelos C2	243	231	218	204	189	173	181	164	145	123	96	57

Ante condiciones de demanda y generación de la zona que activen las restricciones de transmisión dadas por el tramo de menor capacidad del circuito N°2 de esta línea, se recurre al despacho forzado de centrales térmicas que inyectan su potencia desde S/E Ciruelos al sur, lo cual ocurre especialmente en condiciones hidrológicas localmente secas.

Al respecto, la empresa Transelec S.A. se encuentra desarrollando el proyecto denominado “Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín” identificado con el número NUP 1194 en la plataforma PGP del Coordinador, y que consiste en el cambio de sus conductores y reemplazo de los TT/CC en los extremos de la línea para cumplir con una capacidad de transporte por circuito de al menos 420 MVA a 35°C con sol. La fecha de conexión contemplada para finalizar este proyecto corresponde al mes de diciembre de 2023.

2.40 Instalaciones que carecen de redundancia suficiente frente a situaciones operacionales de indisponibilidad

En esta categoría se encuentran las instalaciones del sistema de transmisión de tensión nominal mayor a 200 kV, en particular, paños, que, por su configuración, no disponen de redundancia para quedar en operación durante la indisponibilidad de alguno de sus equipos que lo componen, ya sea por falla o mantenimiento:

- S/E Parinacota, paño de 220 kV asociado al transformador N°1 220/66 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, el paño señalado no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Cóndores, paño de 220 kV asociado al transformador N°1 220/110 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, el paño señalado no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Calama, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: La S/E no posee una barra de transferencia de 220 kV que permita la opción de que sus paños sean transferidos para su reemplazo.
- S/E Norgener, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra, sin barra de transferencia, que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Lagunas, paño 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Lagunas - Granja Solar: si bien la S/E posee una barra de transferencia, el paño señalado no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Chuquicamata, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra, sin barra de transferencia, que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Salar, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra, sin barra de transferencia, que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.

- S/E Central Tocopilla, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra, sin barra de transferencia, que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Capricornio, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: La S/E no posee una barra de transferencia de 220 kV que permita la opción de que sus paños sean transferidos para su reemplazo.
- S/E Mejillones, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: La S/E no posee una barra de transferencia de 220 kV que permita la opción de que sus paños sean transferidos para su reemplazo.
- S/E Esmeralda, paños pertenecientes a la barra de 220 kV: La S/E no dispone de barra de transferencia de 220 kV para que estos paños tengan la opción de ser reemplazados y la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda no posee interruptor propio en el extremo Esmeralda.
- S/E Diego de Almagro, paños pertenecientes a la barra de 220 kV (a excepción de los paños asociados a las líneas 3x220 kV Diego de Almagro - Illapa): si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Cardones, paños de 220 kV asociados a los transformadores N°1, N°2 y N°3 220/110 kV, 75 MVA: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Guacolda, paños pertenecientes a las barras de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra, sin barra de transferencia, que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Las Palmas, paños de 220 kV asociados al transformador N°1 220/23 kV (asociado al PE Canela I), a las líneas 1x220 kV Las Palmas - Canela 2, 1x220 kV Las Palmas - Totoral 2 y 1x220 kV Las Palmas - Punta Palmeras: si bien la S/E dispone de una barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Los Vilos, paños de 220 kV asociados, a las líneas 1x220 kV Los Vilos - Choapa y 1x220 kV Los Vilos - Los Espinos, y al transformador 220/23 kV (Puerto Chungo): si bien la S/E dispone de barras de transferencias, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Quillota, paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Quillota: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Ventanas, paños pertenecientes a la barra de 220 kV: la S/E posee un esquema de doble barra que no permite que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.

- S/E San Luis, paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Agua Santa y 1x220 kV San Luis - Quintero: si bien la S/E posee un esquema de interruptor y medio para los demás paños, los interruptores de los paños señalados no tienen la opción de ser reemplazados.
- S/E Agua Santa, paños pertenecientes a la barra de 220 kV: si bien la S/E posee un esquema de doble barra, los interruptores de los paños señalados no tienen la opción de ser reemplazados.
- S/E Polpaico, paño de 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Polpaico - Santa Filomena: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, el paño señalado no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Los Maquis, paños de 220 kV: la S/E no dispone de barra de transferencia que permita que los paños 220 kV tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Quelentaro, paños de 220 kV: La S/E no cuenta con una configuración que permita que los paños 220 kV tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Cerro Navia, paño de 220 kV asociado al CCEE de 50 MVAR: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, este paño no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Alto Jahuel, paños de 220 kV asociados a los CCEE de 75 y 50 MVAR y al reactor de 91 MVAR: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Candelaria, paños 220 kV asociados a las unidades N°1 y N°2 de central Candelaria: si bien la S/E posee un esquema de doble barra, con un interruptor de transferencia, este último equipo se encuentra fuera de servicio, no permitiendo que los interruptores de los paños señalados tengan la opción de ser reemplazados.
- S/E Colbún, paño de 220 kV perteneciente al circuito N°1 de la línea 2x220 kV Colbún - Puente Negro: no posee la opción de ser reemplazado.
- S/E Concepción, paño 220 kV asociado al transformador N°7 220/154 kV: La S/E no cuenta con una configuración que permita que el paño señalado tenga la opción de ser reemplazado.
- S/E Hualpén, paño de 220 kV asociado al transformador 220/154 kV, 300 MVA: La indisponibilidad del paño JT1, por falla o mantenimiento, indisponibiliza al transformador N°1 220/154 kV de S/E Hualpén.
- S/E Temuco, paños de 220 kV asociados a los transformadores N°7 y N°8 220/66 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.

- S/E Ciruelos, paños 220 kV asociados a las líneas 1x220 kV Ciruelos - Mariquina y 1x220 kV Ciruelos - Planta Valdivia pertenecientes a la barra de 220 kV: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, los paños señalados no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Valdivia, paño de 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Valdivia - Antihue: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, el paño señalado no tiene la opción de ser transferido para su reemplazo.
- S/E Puerto Montt, paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV Puerto Montt - Melipulli: si bien la S/E dispone de barra de transferencia, estos paños no tienen la opción de ser transferidos para su reemplazo.
- S/E Melipulli, paños pertenecientes a la barra de 220 kV: la S/E no dispone de barra de transferencia para que estos paños tengan la opción de ser reemplazados y la línea 2x220 kV Melipulli - Puerto Montt no posee interruptores propios en el extremo Melipulli.

2.41 Instalaciones que carecen de redundancia para el abastecimiento de consumos regulados

En esta categoría se encuentran las instalaciones que ofrecen un único vínculo eléctrico para el abastecimiento de clientes regulados, sin una ruta alternativa, y otras que sí poseen alternativas de suministro, pero con insuficiente capacidad de transmisión y de generación local para operar en isla (no se considera en esta lista la capacidad de las instalaciones de recibir apoyo mediante redes MT):

Transformador 220/110 kV de S/E Córdores	Línea 66 kV San Fernando - Colchagua
Línea 1x110 kV Córdores - Pacífico	Línea 66 kV Malloa - Quinta de Tilcoco
Línea 1x110 kV Córdores - Cerro Dragón - Alto Hospicio	Línea 66 kV Malloa Nueva - Malloa
Línea 110 kV Córdores - Palafitos	Línea 66 kV Los Maquis - Hualañé
Línea 66 kV Parinacota - Pukará	Línea 66 kV Hualañé - Ranguilí
Línea 66 kV Parinacota - Chinchorro	Línea 66 kV Hualañé - Licantén
Línea 66 kV Arica - Tap Off El Águila - Chapiquiña	Línea 66 kV Talca - Tap San Clemente - San Ignacio
Transformador 110/66/13,8 kV de S/E Pozo Almonte	Línea 66 kV Talca - Piduco
Línea 66 kV Pozo Almonte - Tap Off Tamarugal - Tamarugal	Línea 66 kV San Javier - Tap Nirivilo - Constitución (*)
Línea 1x110 kV Antofagasta - Tap Off La Negra - Alto Norte	Línea 66 kV Linares - Chacahuín
Línea 1x110 kV Alto Norte - Tap Off El Negro - Capricornio	Línea 66 kV Chacahuín - Ancoa
Línea 1x110 kV Tap Off Uribe - Uribe	Línea 66 kV Cocharcas - Hualte
Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada	Línea 33 kV Quilmo - Lajuelas
Línea 1x110 kV Esmeralda - Centro	Línea 33 kV Lajuelas - Recinto
Línea 1x110 kV Esmeralda - Sur	Línea 33 kV Lajuelas - Santa Elisa
Línea 1x110 kV Diego de Almagro - Tap Chañares - El Salado	Línea 33 kV Hualte - Quirihue
Línea 1x110 kV Diego de Almagro - PFV Javiera - Taltal	Línea 66 kV Tap El Nevado - Santa Elvira
Transformador 110/23 kV N°5 de S/E Diego de Almagro	Línea 66 kV Charrúa - Cholguán
Transformador 110/23 kV N°1 de S/E El Salado	Línea 66 kV Charrúa - Laja

Línea 1x110 kV Galleguillos - Caldera	Línea 66 kV Duqueco - Tap Santa Bárbara - Faenas Pangué
Línea 1x110 kV Copayapu - Cerrillos	Línea 66 kV Los Ángeles - Manso de Velasco
Línea 1x110 kV Cerrillos - Los Loros	Línea 66 kV Manso de Velasco - El Avellano
Línea 1x110 kV Copayapu - Tierra Amarilla	Línea 66 kV Angol - Los Sauces
Línea 1x110 kV Tierra Amarilla - Plantas	Línea 66 kV Angol - Deuco
Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar - Tap El Edén - Alto del Carmen	Línea 66 kV Penco - Tap Tomé - Mahns
Línea 1x110 kV Pan de Azúcar - San Joaquín	Línea 66 kV Penco - Lirquén
Línea 1x110 kV Pan de Azúcar - Vicuña	Línea 66 kV Alonso de Ribera - Chiguayante
Línea 66 kV Pan de Azúcar - Guayacán	Línea 66 kV Latorre - Tumbes
Línea 66 kV Pan de Azúcar - Marquesa	Línea 66 kV Arenas Blancas - Puchoco
Línea 66 kV El Peñón - Andacollo	Línea 66 kV Tres Pinos - Lebu
Línea 1x110 kV Illapel - Salamanca	Línea 66 kV Tres Pinos - Cañete
Línea 1x110 kV Choapa - Quereo	Línea 1x220 kV Mulchén - Picoitú
Línea 1x110 kV Quinquimo - Cabildo	Línea 66 kV Victoria - Traiguén
Línea 1x110 kV Quinquimo - Casas Viejas - Marbella	Línea 66 kV Los Peumos - Curacautín
Línea 1x110 kV Ventanas - Quintero	Línea 66 kV Villarrica - Pucón
Transformador 110/44 kV N°1 de S/E La Calera	Línea 66 kV Licanco - Nueva Imperial
Línea 44 kV La Calera - El Melón	Transformador 220/110 kV de S/E Río Toltén
Línea 44 kV Chagres - Catemu	Línea 1x110 kV Río Toltén - Cunco (*)
Línea 66 kV Tap Algarrobo - San Jerónimo	Línea 1x220 kV Ciruelos - Mariquina
Línea 66 kV San Jerónimo - Las Balandras	Línea 66 kV Valdivia - Picarte
Línea 66 kV Tap El Manzano - Totoral	Línea 66 kV Picarte - Corral
Línea 1x110 kV Agua Santa - Placilla	Línea 66 kV Barro Blanco - Pichil
Línea 1x110 kV Concón - Bosquemar	Línea 1x220 kV Rahue - Pilauco
Línea 1x110 kV Cerro Navia - Lo Prado	Línea 1x220 kV Rahue - Antillanca
Línea 1x110 kV Vizcachas - Puente Alto	Transformador 220/110 kV de S/E Antillanca
Línea 1x110 kV Puente Alto - Costanera	Línea 1x110 kV Antillanca - Aihuapi
Línea 1x110 kV San Bernardo - Malloco	Línea 1x110 kV Antillanca - Chirre (*)
Línea 1x110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Línea 66 kV Aihuapi - Los Negros
Transformador 220/110 kV de S/E Maipo	Línea 1x110 kV Melipulli - Alto Bonito
Línea 1x110 kV Maipo - Pirque	Línea 1x110 kV Alto Bonito - Los Molinos
Línea 1x110 kV Tap Off Alto Melipilla - Bollenar	Línea 1x110 kV Los Molinos - El Empalme
Línea 66 kV Las Arañas - El Peumo	Línea 1x110 kV El Empalme - Calbuco
Línea 66 kV El Peumo - Santa Rosa	Línea 1x110 kV El Empalme - Colaco
Línea 66 kV Santa Rosa - Alhué	Línea 1x220 kV Melipulli - Pargua
Línea 66 kV Portezuelo - La Esperanza	Línea 1x220 kV Pargua - Chiloé
Línea 66 kV Marchigüe - Alcones	Transformador 220/110 kV de S/E Chiloé
Línea 66 kV Tap Off Nihue - La Manga	Línea 1x110 kV Chiloé - Ancud
Línea 66 kV Cachapoal - Machalí	Línea 1x110 kV Chiloé - Degañ
Línea 66 kV Punta de Cortés - Tuniche	Línea 1x110 kV Chiloé - Dalcachue
Línea 66 kV Lo Miranda - Loreto	Línea 1x110 kV Dalcachue - Pid Pid
Línea 66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras	Línea 1x110 kV Pid Pid - Castro
Línea 66 kV Parral - Tap Off Paso Hondo - Cauquenes	Línea 1x110 kV Castro - Chonchi
Línea 66 kV Cauquenes - La Vega	Línea 1x110 kV Chonchi - Quellón
Línea 66 kV Las Cabras - El Manzano	

(*) Existe generación local que eventualmente podría suministrar parcial o totalmente los consumos afectados.

2.42 Instalaciones conectadas en derivación de líneas de 220 kV.

En esta categoría se encuentran las instalaciones que a la fecha se conectan en derivación de un circuito de una línea de 220 kV:

S/E Tap Off Nueva Victoria
S/E Tap Off El Loa
S/E Barriles
S/E La Cruz
S/E Tap Antucoya
S/E Tap Off Quillagua
S/E Capricornio
S/E Tap Off Estación de Bombeo N°4
S/E Tap Off Estación de Bombeo N°3
S/E Tap Off Estación de Bombeo N°2
S/E Tap Off Oeste
S/E Tap Off Palestina
S/E Tap Off Llanos
S/E Tap Off Lalackama
S/E Tap Off Taltal
S/E Tap Talinay
S/E Tap Monte Redondo
S/E Doña Carmen
S/E Tap El Llano
S/E Tap Alto Melipilla
S/E Las Tórtolas
S/E La Ermita
S/E Tap Off Santa Marta
S/E Lampa
S/E Tap Off Chicureo
S/E Tap Off El Manzano
S/E Santa Isabel
S/E Tap Loma Alta
S/E Armerillo
S/E Cholguán
S/E Zona de Caída
S/E Tap Trupán
S/E Tap Off María Dolores
S/E Tap Off El Rosal
S/E Tap Off Río Toltén
S/E Pichirrahue
S/E Parque Eólico Aurora

3 Resumen de Instalaciones que Requieren Mejoras

En función de lo señalado en el punto 2, a continuación, se muestra un resumen de las instalaciones identificadas para incorporar obras u otras propuestas con el fin de lograr mejoras en la operación:

Instalación	Problema	Propuesta de Mejora
S/E Parinacota	- Paño asociado al transformador N°1 220/66 kV sin acceso a la barra de transferencia.	- Implementar los equipos que permitan la transferencia del paño 220 kV asociado al transformador N°1 220/66 kV de S/E Parinacota.
S/E Cóndores	- Paño asociado al transformador N°1 220/110 kV sin acceso a la barra de transferencia.	- Implementar los equipos que permitan la transferencia del paño 220 kV asociado al transformador N°1 220/110 kV de S/E Cóndores.
Líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores Parinacota	- Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta.	- Implementación de un nuevo enlace que permita dar respaldo a las líneas 1x220 kV Tarapacá - Cóndores y 1x220 kV Cóndores - Parinacota.
Líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte y 1x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.	- Las líneas abastecen de manera radial consumos regulados, sin la posibilidad de un respaldo desde el SEN ante escenarios de demanda alta	- Implementación de un nuevo enlace que permita dar respaldo a las líneas 1x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte.
S/E Calama	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Norgener	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Lagunas	- Paño asociado a la línea 1x220 kV Lagunas - Granja Solar sin acceso a la barra de transferencia.	- Implementar los equipos que permitan la transferencia del paño 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Lagunas - Granja Solar.
S/E Chuquicamata	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Salar	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Central Tocopilla	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Capricornio	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej. Implementación del proyecto NUP 1022 "Ampliación S/E Capricornio").
S/E Mejillones	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Esmeralda	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Diego de Almagro	- Transformadores N°3 y N°4 220/110 kV, 120 MVA, con paño común de 1x220 kV. Falla en cualquiera de ellos provoca la desconexión intempestiva de ambos, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E.	- Implementación del proyecto NUP 1746 "Normalización conexión ATR3 y ATR4 SE Diego de Almagro".

	- Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados (salvo paños de líneas nacionales).	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
S/E Cardones	- Transformadores N°1 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, conectados a la misma sección de barra de 220 kV. Desconexión intempestiva de esta sección de barra provoca la desconexión por sobrecarga del transformador N°2 220/110 kV, 75 MVA, de esta S/E, conectado a la otra sección de barra, comprometiendo el suministro conectado a la barra de 110 kV de esta S/E. - Paños de 220 kV asociados a los transformadores N°1, N°2 y N°3 220/110 kV, 75 MVA, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Distribución en la conexión de los paños de 110 kV desde la sección de barra N°1 hacia la sección de barra N°2, de manera de equilibrar las cargas para evaluar la posibilidad de operar con interruptor 52HS abierto. - Cuarto transformador 220/110 kV conectado en la misma sección de barra que el transformador N°2. - Tercera sección de barra de 220 kV, en caso de ser factible. - Nuevas obras que permiten afrontar la falla en la barra N°1 220 kV de S/E Cardones (p.ej. proyecto NUP 2478). - Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
S/E Guacolda	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E Pan de Azúcar	- Transformadores N°3 y N°9 220/110 kV comparten paños.	- Aumentar la capacidad de transformación 220/110 kV de S/E Pan de Azúcar, independizando paños.
S/E Las Palmas	- Paños de 220 kV asociados al transformador N°1 220/23 kV (PE Canela I), a las líneas 1x220 kV Las Palmas - Canela 2, 1x220 kV Las Palmas - Totoral 2 y 1x220 kV Las Palmas - Punta Palmeras, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
S/E Los Vilos	- Paños de 220 kV asociados a las líneas 1x220 kV Los Vilos - Choapa y 220 kV Los Vilos - Los Espinos, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
Sistema Quinta Región Costa	- Restricciones operacionales en escenarios de alta demanda e indisponibilidad de generación interna, ante la desconexión forzada del transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa.	- Nuevas obras que permiten afrontar la falla en el transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa (p.ej. proyecto NUP 888).
S/E Agua Santa y Línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde	- Imposibilidad de brindar respaldo a los consumos de la línea 1x110 kV Agua Santa - Laguna Verde, ante la falla de la barra 110 kV de S/E Agua Santa.	- Implementación de nuevas obras que permitan respaldar los consumos de la línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde o que permitan afrontar la indisponibilidad de la barra 110 kV de S/E Agua Santa (p.ej. proyecto NUP 1072 "Ampliación S/E Agua Santa").
S/E Alto Melipilla, transformador 220/110 kV	- Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de la SS/EE Melipilla, El Maitén, El Paico, El Monte, San Sebastián, Bollenar, Leyda y San Antonio desde otras SS/EE ante la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla.	- Implementación de nuevas obras que permitan respaldar los consumos de la SS/EE San Antonio y Leyda. - Implementación de nuevas obras que permitan afrontar la indisponibilidad del transformador 220/110 kV de S/E Alto Melipilla y de los paños 220 kV y de la barra 110 kV (p.ej. proyecto NUP 1108 "Ampliación S/E Alto Melipilla").
S/E Quelentaro, transformador 220/110 kV	- Imposibilidad de dar respaldo a los consumos de las SS/EE Quelentaro, San Fernando, Portezuelo, Las Arañas y de la línea 66 kV Portezuelo - San Fernando desde las SS/EE San Fernando y Reguladora Rapel.	- Implementación de nuevas obras que permitan respaldar los consumos que se abastecen normalmente desde S/E Quelentaro.

Sistema Quinta Región Aconcagua	- Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 1x110 kV Totoralillo - Tap San Rafael y Tap Los Maquis - Tap San Rafael, frente a desconexiones intempestivas de las líneas 1x110 kV Aconcagua - Los Maquis - Esperanza y Totoralillo - Chagres, respectivamente, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona.	- En la medida que sea posible, como solución inmediata, ejecución de maniobras operacionales en instalaciones de retiro, enmalle con el sistema de transmisión entre las SS/EE San Pedro y Las Vegas, con eventual requerimiento de despacho forzado de la central Los Vientos, o radialización de las líneas de 1x110 kV para abastecer las carga. En el corto plazo, implementación de las obras de apoyo proyectadas en la zona (p.ej. proyecto NUP 1072 "Nueva Subestación Río Aconcagua 220/110 kV").
S/E Ventanas	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
S/E San Luis	- Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV San Luis - Agua Santa y 1x220 kV San Luis - Quintero, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., incorporarse a esquema de interruptor y medio).
S/E Agua Santa	- No posee la capacidad de que los interruptores de 220 kV puedan ser reemplazados.	- Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar barra de transferencia).
Línea 2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre	- La línea alcanza su capacidad de operación ante escenarios de alta inyección de centrales ERNC sumado a una alta inyección del complejo de centrales térmicas que se conectan a S/E San Luis.	- Reemplazo de los TT/CC de los paños de S/E Polpaico, asociados a la línea y refuerzo de los conductores de la línea. - Construcción de un nuevo circuito.
Anillo 110 kV Enel Transmisión	- Ante escenarios de demanda alta en el anillo Enel Distribución, se requiere el despacho de central Nueva Renca para preservar la seguridad del anillo.	- Implementación de los proyectos que permitan seccionar la barra 220 kV de S/E El Salto, y la operación en paralelo de los tres transformadores 220/110 kV de S/E Cerro Navia.
S/E El Salto	- Barra única de 220 kV. - Su desconexión intempestiva compromete la continuidad del suministro de clientes pertenecientes al sistema de Enel Distribución, en escenarios de alta demanda en su anillo y central Nueva Renca fuera de servicio.	- Incorporación de seccionamiento de barra, dejando conectados simétricamente en secciones distintas los paños de los circuitos de la línea 2x220 kV Polpaico - El Salto, y de los transformadores 220/110 kV.
S/E Cerro Navia	- Imposibilidad de operar los tres transformadores 220/110 kV en paralelo.	- Implementación del proyecto NUP 1110 "Ampliación en S/E Cerro Navia".
Línea 2x110 kV Los Almendros - Florida	- Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.	- Refuerzo de la capacidad térmica de los tramos Florida - Tap La Reina y Tap Andes - Tap La Reina.
Línea 2x110 kV Ochagavía - Florida	- Cuenta con un tramo con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.	- Refuerzo de la capacidad térmica del tramo Tap San Joaquín - Tap Santa Elena.
Línea 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida	- Cuenta con tramos con capacidad térmica menor que limita la capacidad de transmisión de la línea.	- Refuerzo de la capacidad térmica de los tramos Tap Santa Rosa - Tap Santa Raquel y Tap Santa Raquel - Florida.
S/E Ochagavía	- Operación de la protección 87B provoca aumento de carga por las líneas 2x110 kV Florida - Almendros y 2x110 kV Buin - Alto Jahuel - Florida.	- Seccionamiento de la barra 110 kV de S/E Ochagavía. - Refuerzo de los tramos con baja capacidad de las líneas 2x110 kV Buin - Alto Jahuel Florida y 2x110 kV Los Almendros - Florida.
S/E Alto Jahuel	- Paños de 220 kV asociados a los CCEE de 75 y 50 MVAR y al reactor de 91 MVAR, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.

S/E Rancagua	<ul style="list-style-type: none"> - Terciario del transformador N°1 154/69/14.8 kV no permite la conexión del BBCC de tensión nominal 13,8 kV. - Transferencia del transformador N°1 154/69/14.8 kV limitada por la capacidad de la barra 66 kV N°1 	<ul style="list-style-type: none"> - Adecuaciones necesarias para disponer de la conexión del BBCC de S/E Rancagua. - Modificación de ajustes de los sistemas de protección del transformador N°1 154/69/14.8 kV, según la capacidad de la barra 66 kV N°1, informada por su propietario.
S/E Candelaria	<ul style="list-style-type: none"> - Paños asociados a las unidades N°1 y N°2 de central Candelaria. 	<ul style="list-style-type: none"> - Modificar topología de barras para que sus interruptores puedan ser reemplazados (p.ej., agregar interruptor de transferencia).
S/E Colbún	<ul style="list-style-type: none"> - Paño de 220 kV perteneciente al circuito N°1 de la línea 2x220 kV Colbún - Puente Negro. 	<ul style="list-style-type: none"> - Modificar topología de barras para que su interruptor pueda ser reemplazado.
S/E Itahue	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración anillo del patio 220 kV provoca riesgo de desconexión simultánea de los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Itahue y Maule ante la indisponibilidad del paño J1. 	<ul style="list-style-type: none"> - Implementación del seccionamiento de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Itahue - Ancoa en S/E Santa Isabel.
	<ul style="list-style-type: none"> - Barra 154 kV N°2 tiene conectado el transformador N°4 220/154 kV y la línea 154 kV Maule - Itahue. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio de posición de alguno de los paños del transformador N°4 220/154 kV o de la línea 154 kV Maule - Itahue hacia la barra 154 kV N°1.
	<ul style="list-style-type: none"> - Barra 66 kV N°2 tiene conectados dos de los tres transformadores 154/66 kV, sin la posibilidad de transferirlo a la barra N°1 66 kV. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio de posición de alguno de los paños de los transformadores N°2 o N°5 154/66 kV hacia la barra 66 kV N°1.
S/E Teno	<ul style="list-style-type: none"> - Transformadores N°3 y N°5 154/66 kV comparten paños. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar la capacidad de transformación 154/66 kV de S/E Teno, independizando paños.
Línea 66 kV San Javier - Constitución	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de transferencia por esta instalación al poseer tramos con un conductor de menor capacidad que el resto de la línea. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reemplazo del conductor de tramos de menor capacidad para aumentar la transferencia por la línea.
Línea 154 kV Charrúa - Chillán	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de transferencia por esta línea para temperaturas ambiente mayores a 30°C, debido a la menor capacidad de los conductores del tramo Tap Chillán - Chillán. 	<ul style="list-style-type: none"> - Implementación de obras que permitan aumentar la capacidad de transmisión de la línea 154 kV Charrúa - Chillán (p.ej. refuerzo de conductores del tramo Chillán - Tap Chillán, etc.).
S/E Chillán	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de transferencia por el transformador 154/66 kV, 75 MVA, de esta S/E para temperaturas ambiente menores a 30°C, y para cualquier condición de temperatura una vez ejecutada la obra de aumento de capacidad de la línea 154 kV Charrúa - Chillán. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar la capacidad de transformación 154/66 kV de S/E Chillán.
Línea 154 kV Charrúa - Pueblo Seco - Monterrico - Parral	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de transferencia ante escenarios de elevada temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> - Reemplazo del conductor por uno de mayor capacidad. - Nuevas obras que permitan reforzar la zona.
S/E Parral	<ul style="list-style-type: none"> - Problemas de regulación de tensión en barras de 154 kV en escenarios de alta demanda y temperatura ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incorporación de recursos de compensación de potencia reactiva.
Líneas 154 kV Charrúa - Los Ángeles, 66 kV Los Buenos Aires - Nahuelbuta - Angol - Victoria	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de transferencia ante escenarios de baja demanda y alta generación interna. - Limitación de transferencia ante indisponibilidad de las líneas de transmisión que abastecen el subsistema. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nuevas obras que permitan operar en condición N-1 el subsistema y que permitan operar sin limitar la generación interna (p.ej. segundo circuito 154 kV Charrúa - Los Ángeles, aumento de capacidad línea 2x66 kV Duqueco - Los Ángeles, etc.).
S/E Charrúa	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad de ruptura de los interruptores 220 kV de S/E Charrúa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reemplazo de los interruptores que tienen sobrepasada su capacidad de ruptura.
	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de niveles de cortocircuito en S/E Charrúa 66 kV al operar transformadores N°2 y N°7 154/66 kV en paralelo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reemplazo del interruptor que tiene sobrepasada su capacidad de ruptura.

Líneas 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Hualpén	- Ante indisponibilidad de una de las líneas la falla en la otra deja a los transformadores 220/154 kV de las SS/EE Hualpén y Lagunillas desconectados del SEN por el lado 1x220 kV.	- Implementación de un nuevo enlace hacia las barras 1x220 kV de la SS/EE Hualpén o Lagunillas.
Línea 154 kV Lagunillas - Bocamina - Coronel	- Falla en la línea origina la operación del EDAC-CE Coronel provocando pérdida de consumos en S/E Coronel.	Implementación del proyecto NUP 1094 "Nueva S/E Guindo 220/66 kV".
S/E Coronel, transformador N°3 154/66 kV	- El transformador N°3 154/66 kV no posee interruptor por el lado 154 kV.	- Incorporación de un interruptor 154 kV en el transformador N°3 143/66 kV de S/E Coronel.
S/E Concepción	- Interruptor asociado al paño BT1 del transformador N°1 154/66 kV se encuentra excedido en su capacidad de ruptura.	- Implementación del proyecto NUP 401 "Reemplazo del interruptor 52BT1 de S/E Concepción".
	- Paño de 220 kV asociado al transformador 220/154 kV.	- Incorporación de paño a la barra de transferencia para poder ser reemplazado.
	- Transformador N°1 154/66 kV fuera de servicio por falla	- Reemplazo del transformador N°1 154/66 kV.
S/E Hualpén	- Paño de 220 kV asociado al transformador 220/154 kV	- Adecuaciones necesarias para que el interruptor pueda ser reemplazados.
S/E Duqueco	- Limitaciones sobre la transmisión de las líneas 1x220 kV Charrúa - El Rosal - Duqueco, por ajustes de protecciones y 1x220 kV Duqueco - Los Peumos, por la trampa de onda del paño J2.	- Reemplazo de la trampa de onda del paño J2 de S/E Duqueco por una de mayor capacidad, reemplazo de los TT/CC del paño J2 de S/E Temuco y refuerzo de los conductores de las líneas.
S/E Temuco	- Limitación sobre la capacidad de transmisión de la línea 1x220 kV Temuco - Los Peumos por los TT/CC del paño J2.	- Reemplazo de los TT/CC del paño J2 y refuerzo de los conductores de la línea.
	- La barra 220 kV N°2 sólo tiene conectado un circuito de la línea 2x220 kV Temuco - Cautín y el sistema de control no permite la transferencia de paños a barras distintas	- Modificación del sistema de control que permita la transferencia a barras contrarias de los paños 220 kV.
	- Paños de 220 kV asociados a los transformadores N°7 y N°8 220/66 kV, 75 MVA, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
Línea 66 kV Temuco - Loncoche	- Restricciones de transmisión por capacidad térmica de los tramos de 66 kV Temuco - Padre Las Casas, frente a desconexiones intempestivas de algunos de los circuitos de la línea 2x66 Temuco - Loncoche, en escenarios de alta demanda y elevadas temperaturas en la zona, con dependencia de generación de la central Pullinque.	- Aumento de la capacidad de transmisión de dichos tramos.
Líneas 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos	- Restricciones de transmisión por capacidad térmica del tramo Estructura 270 - Ciruelos, frente a desconexiones intempestivas del circuito N°1 de la línea 2x220 kV Río Toltén - Ciruelos.	- Aumento de la capacidad del tramo señalado.
S/E Valdivia	- Paños de 220 kV asociado a la línea 1x220 kV Valdivia - Antilhue, sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
S/E Ciruelos	- Paños asociados a la línea 1x220 kV Ciruelos - Planta Valdivia y 1x220 kV Ciruelos - Mariquina sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.
S/E Puerto Montt	- Paños de 220 kV asociados a la línea 2x220 kV Puerto Montt - Melipulli sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paño a la barra de transferencia para poder ser reemplazado.
S/E Melipulli	- Paños pertenecientes a la barra de 220 kV sin la posibilidad de ser reemplazados.	- Incorporación de paños a la barra de transferencia para poder ser reemplazados.

Varios, según punto 2.41	- Instalaciones que ofrecen un único vínculo eléctrico sin una ruta alternativa, y otras que sí poseen alternativas de suministro, pero con insuficiente capacidad de transmisión y de generación local para operar en isla.	- Redundancia de vínculo.
Varios, según punto 2.42	- Instalaciones que se conectan en derivación de un circuito de alguna línea de 220 kV.	- Normalización de la conexión a las líneas 220 kV mediante obras de seccionamientos.

4 Conclusiones

El presente Informe ha identificado desde el punto de vista de la operación, considerando un horizonte de evaluación anual, aquellas instalaciones de transmisión del SEN que, a la fecha, requieren mejoras, tanto para no afectar la seguridad del sistema como también para la continuidad del suministro a clientes regulados

El Informe incluye, para cada una de las instalaciones diagnosticadas, los proyectos declarados en construcción, con fechas esperadas de puesta en servicio dentro del horizonte de evaluación del Informe, que permiten mitigar en parte las problemáticas detectadas. También se incluyen, para cada caso, propuestas preliminares de mejoras, no vinculantes que, en caso de ser acogidas, sus evaluaciones técnico-económicas detalladas deberán ser abordadas en los procesos de planificación de la red respectivos.

Con este diagnóstico se da cumplimiento a lo estipulado en el Título 2-2, Artículo 2-3, literal i) de la versión septiembre 2020 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, con el propósito de que estos antecedentes sean considerados en los análisis de la expansión de la transmisión que realiza el Coordinador.