# RESPUESTA A OBSERVACIONES REALIZADAS POR LOS USUARIOS E INSTITUCIONES INTERESADAS INSCRITAS EN EL REGISTRO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE EXPANSIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN AÑO 2022, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN EXENTA CNE N°85 DEL 02 DE MARZO DE 2023

# E01 – Enel Gx

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 01-1 | ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:<br><br>N° 165: Ampliación Barra 110 kV S/E Padre Hurtado | La Comisión Nacional de Energía responde a la normalización de la Subestación Padre Hurtado:<br>"La obra fue propuesta en función de su aporte en términos de permitir la conexión de nuevos proyectos a la barra de 110 kV de la S/E Padre Hurtado. En este sentido, del análisis de necesidades de acceso abierto realizado se concluye que no se cumplirían las condiciones para su incorporación en el presente proceso de expansión, toda vez que se estarían incorporando nuevas instalaciones en la zona con motivo de los planes de expansión previos, las que podrían ser utilizadas para materializar la conexión de proyectos en la zona."<br><br>Enel Green Power insiste en considerar de la normalización y ampliación de la S/E Padre Hurtado en el Plan de Expansión del 2022, puesto que la respuesta emitida por la Comisión Nacional de Energía, no tomó en cuenta las dificultades territoriales para construir nuevas líneas de transmisión y subestaciones en la zona Centro del SEN, específicamente dentro de la Región Metropolitana. | Enel Green Power verifico las nuevas instalaciones en la zona y se encuentran a 25 km de distancia las nuevas subestaciones propuestas en el Plan de Expansión Preliminar. Esta distancia en la Región Metropolitana no permite el desarrollo de proyectos de generación y su conexión oportuna al Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente, se destaca que la empresa CGE presentó una obra similar en esta misma subestación para permitir abastecer la demanda de manera segura y confiable. Como se mencionó en la propuesta del proyecto, esta subestación fue diseñada con normativa antigua y no cumple los estándares de las nuevas subestaciones, razón por la cual se solicita normalizar y permitir espacios para futuros proyectos en la zona que permitirán abastecer la demanda de manera local y con ello obtener una operación más económica del SEN para abastecer la demanda eléctrica. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo a lo establecido en el artículo 77 de la LGSE, los sistemas de transmisión zonal se encuentran esencialmente dispuestos para el abastecimiento de la demanda de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio de su uso por parte de clientes libres o medios de generación. En este sentido, esta Comisión entiende que el propósito principal de estas instalaciones corresponde al abastecimiento de la demanda, de modo que cualquier obra de expansión debe considerar, en primer término, dichos requerimientos. Por lo tanto, y de acuerdo con lo planteado en la respuesta a la observación 17-18, esta Comisión estima que la obra solicitada debe ejecutarse en coordinación con la eventual incorporación de la obra solicitada en la observación señalada, lo cual, en atención a los plazos requeridos, debe ejecutarse mediante el mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la LGSE. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 01-2 | ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:<br><br>N° 168: Nuevo Enlace HVDC 500 kV Alto Jahuel - Tineo 2000 [MW] | La Comisión Nacional de Energía descarta el proyecto por la siguiente razón:<br>"El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, de acuerdo a lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a que en este Plan de Expansión se está promoviendo la Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur, la propuesta resulta postergable al no presentar beneficios en sus primeros años de operación.<br>Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema." | Puesto que el proyecto presentó beneficios netos positivos en al menor el 50% de los escenarios analizados, se solicita<br>1) Indicar si la evaluación de esta propuesta fue realizada de manera independiente al proyecto recomendado en el ITP, "ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO – SUR". Lo anterior con el objetivo de comparar los beneficios para el sistema de cada proyecto por separado.<br>2) Agregar en el apartado de los anexos del informe ITP ("Evaluacion Economica General _ITP_Obras_No_Recomendadas.xlsx") los resultados de la evaluación económica de esta propuesta, de acuerdo con lo descrito en el Anexo N°1 "ITP22 - Capítulo 10 - Anexo 1 - Obras No Recomendadas", en el que se indica que esta propuesta presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.<br>3) En el escenario que los beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados para el proyecto propuesto, sean mayores que la Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur, se solicita promover el proyecto propuesto "Nuevo Enlace HVDC 500 kV Alto Jahuel - Tineo 2000 [MW]" | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Cabe señalar que se realizó la evaluación económica de la propuesta Nuevo Enlace HVDC 500 kV Alto Jahuel - Tineo de manera independiente, así como de distintas alternativas, identificándose a través de los beneficios y otras restricciones, que la incorporación de cualquier posible alternativa puede ser postergada para siguientes procesos de expansión. Por otro lado, el proyecto "ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO – SUR" entrega los mayores beneficios de todas las alternativas analizadas. En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones. |

# E02 – Kvolt Design

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 02-1 | 1.- S/E Alto Hospicio<br>El proyecto consiste en la ampliación de la barra e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación Alto Hospicio, cuya configuración corresponde a barra simple, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de un nuevo equipo de transformación 110/13,8 kV y de la obra "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)". | En atención a los espacios disponibles en el paño 110 kV de la subestación (Anexo 1), no pareciera factible generar la conexión de 3 nuevos paños a menos que se realice en tecnología GIS. | La barra 110 kV existente tiene una disponibilidad de espacio para admitir la conexión de 2 paños.<br>Una vista en elevación de la S/E Alto Hospicio se muestra en la Figura 1, extraída con la herramienta<br>"Street view" de Google Earth.<br>Al tomar como referencia la distancia de la barra existente y ampliarla en un 50% en longitud para dar cabida a 3 paños, tal como lo solicita el ITP del Plan de Expansión, se observa que el espacio es insuficiente, apreciable en Figura 2 y Figura 3.<br>Se propone señalar que la obra de ampliación se realice mediante tecnología GIS, que deberá conectarse a la barra existente. | No se acoge la observación.<br><br>No parece pertinente limitar la construcción de la obra a una tecnología en específico, quedando a criterio de los interesados presentar en la correspondiente licitación la tecnología más adecuada a emplear en la ejecución de la obra de ampliación. |
| 02-2 | 2.- S/E Monte Patria<br>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Monte Patria mediante la instalación de un nuevo transformador 66/23 kV de 10 MVA | En S/E Monte Patria acometen como tap off a la barra de 66 kV los circuitos de la línea 2x66 kV Los Molles – Ovalle (Anexo 2).<br>Adicionalmente, los transformadores 66/13,2 kV y 66/23 kV están conectados lateralmente a la barra de 66 kV, impidiendo el crecimiento | Se sugiere adicionar a la obra indicada en el ITP del Plan de Expansión, lo siguiente:<br>Tap off<br>Se propone reemplazar cada desconectador del tap off (que conecta la S/E a la línea, indicados y<br>destacados en la Figura 5 mediante un óvalo) por una bahía GIS o un equipo híbrido, siendo este | No se acoge la observación.<br><br>No parece pertinente limitar la construcción de la obra a una tecnología en específico, quedando a criterio de los interesados presentar en la correspondiente licitación la tecnología más |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. | de ésta. Se propone ampliar mediante una S/E con tecnología GIS. | último más económico, que incluya los TT/CC, TT/PP y cualquier otro elemento necesario para la<br>correcta operación de los interruptores. Además, incorporar los pararrayos/limitadores de sobretensión correspondientes.<br>Cabe destacar que gracias al desconectador existente que secciona la barra 66 kV es posible mitigar<br>el efecto de la intervención manteniendo siempre al menos un transformador operativo.<br>Extensión de la barra.<br>Se propone ampliar la barra de 66 kV existente conectándola a un equipo GIS, con una bahía para<br>conectar el nuevo transformador 66/23 kV indicado en el ITP del Plan de Expansión, resguardando<br>contar con capacidad de ampliación (en el GIS) para la conexión de eventuales cargas futuras.<br><br>Ver Figura 4, Figura 5 y Figura 6. | adecuada a emplear en la ejecución de la obra de ampliación. |
| 02-3 | 3.- S/E Ancud<br>El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Ancud mediante la | La ubicación de los equipos principales 110 kV y la configuración poco ortodoxa de la S/E, hacen sospechar que la obra de normalización que menos impacto tendría del punto de vista de | Se sugiere indicar en el ITP del Plan de Expansión que la normalización de la S/E se realice mediante<br>la instalación de un equipo GIS, al cual acometa la línea y tenga bahías suficientes para alimentar a | No se acoge la observación.<br><br>No parece pertinente limitar la construcción de la obra a una tecnología en específico, quedando a criterio de los interesados |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | instalación de un nuevo transformador 110/23 kV y 16 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. | desconexiones sería la instalación de un GIS en el cual se normalicen las conexiones de los circuitos de línea, los 2 transformadores existentes y el nuevo transformador propuesto. | los transformadores existentes, además del nuevo transformador indicado en el ITP. Adicionalmente,<br>deberá considerarse espacio disponible para conexiones futuras.<br>Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**Figura 7, Figura 8, Figura 9 y Figura 10. | presentar en la correspondiente licitación la tecnología más adecuada a emplear en la ejecución de la obra de ampliación. |

# Anexos Empresa 02

*Figura 1*

*Figura 2*

Alto Hospicio, Tarapacá
Salir de Street View
N
© 2023 Google
Informar un problema
Google Earth
19 K 384635.11 m E 7759987.18 m S elevación 22 m alt. ojo 3 m

*Figura 3*

*Figura 4*

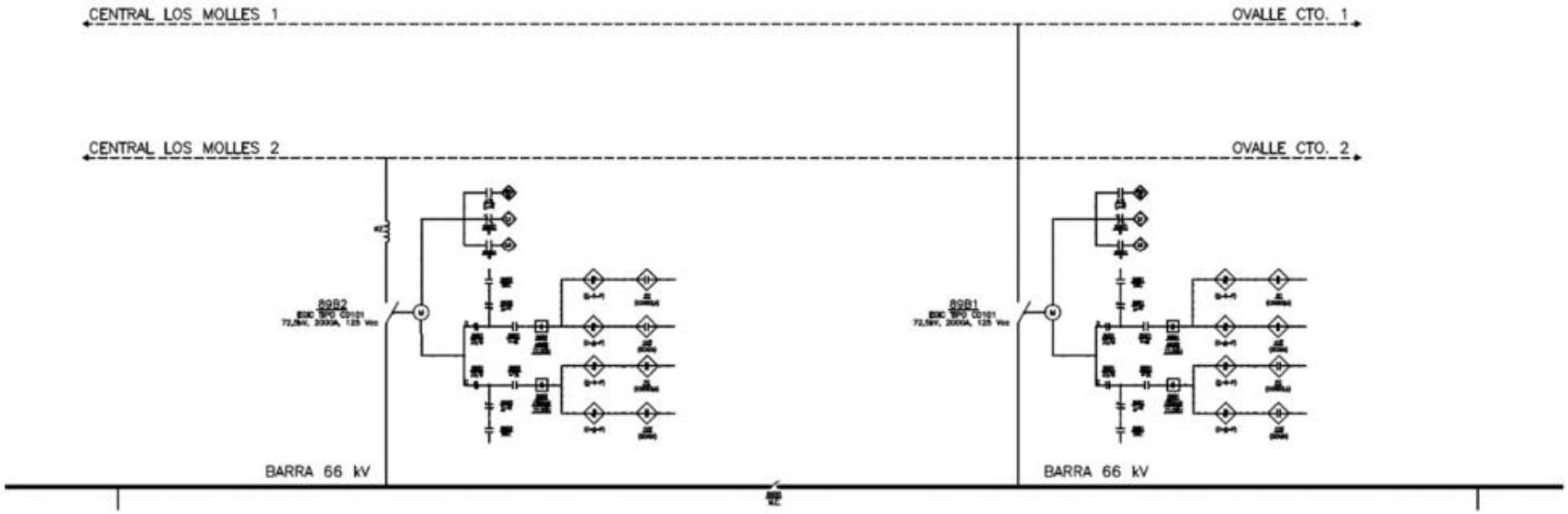

CENTRAL LOS MOLLES 1
OVALLE CTO. 1
CENTRAL LOS MOLLES 2
OVALLE CTO. 2
BARRA 66 kV
BARRA 66 kV

*Figura 5*

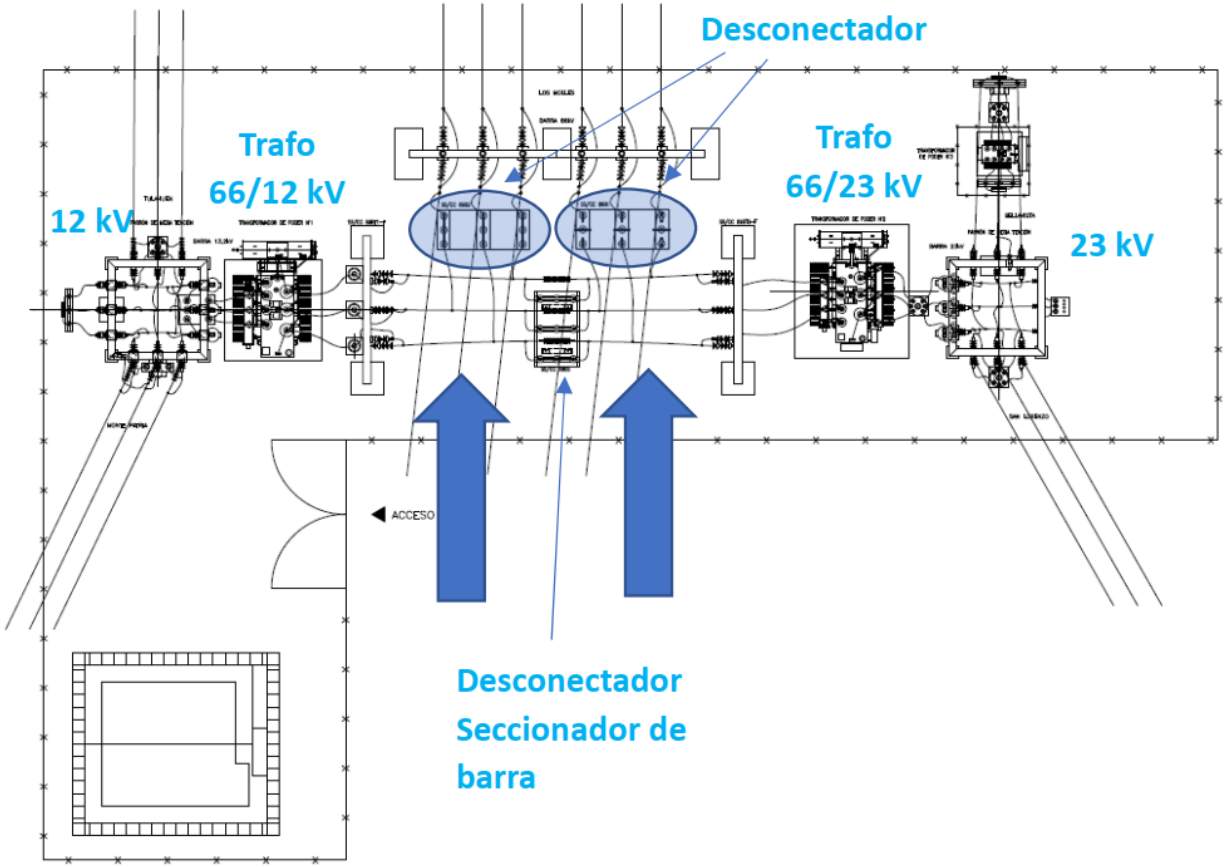

Desconectador
Trafo
66/12 kV
12 kV
Trafo
66/23 kV
23 kV
ACCESO
Desconectador
Seccionador de
barra

*Figura 6*

*Figura 7*

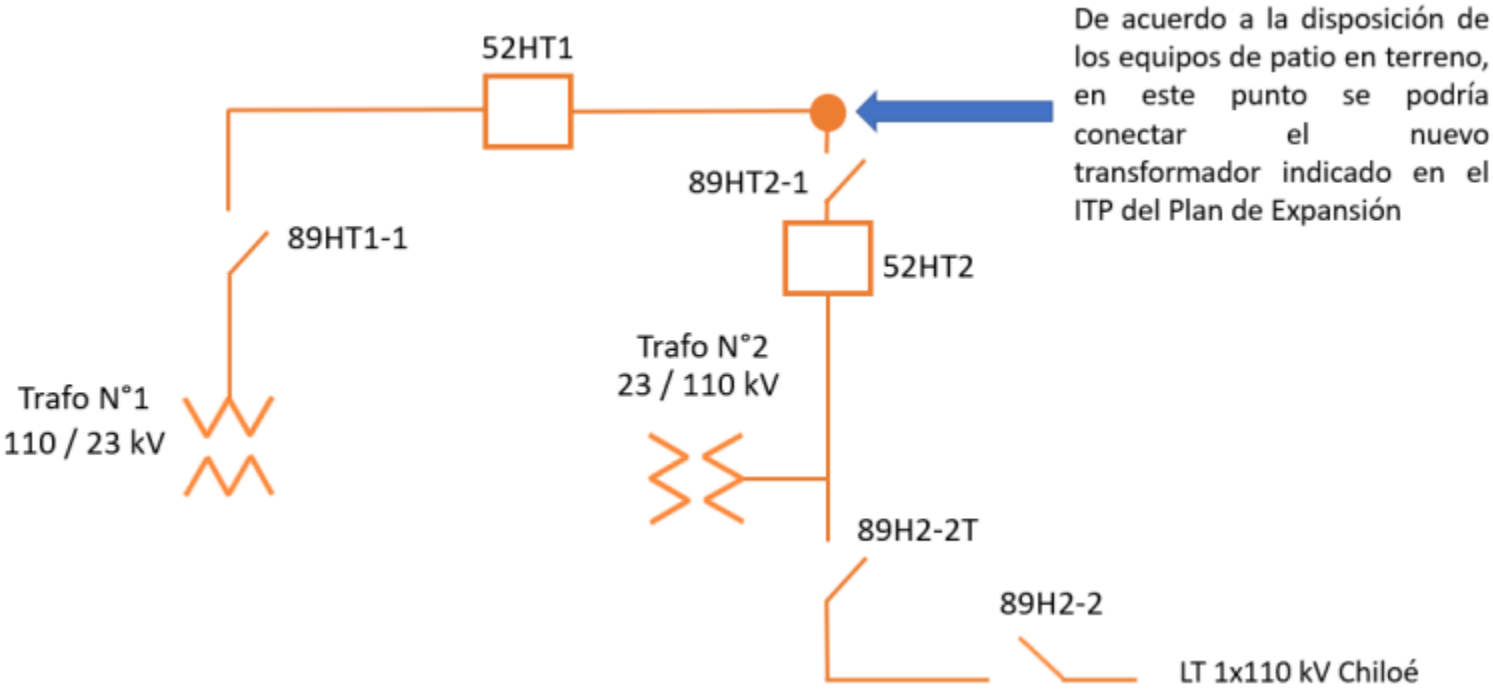

52HT1
De acuerdo a la disposición de los equipos de patio en terreno, en este punto se podría conectar el nuevo transformador indicado en el ITP del Plan de Expansión
89HT2-1
89HT1-1
52HT2
Trafo N°2
23 / 110 kV
Trafo N°1
110 / 23 kV
89H2-2T
89H2-2
LT 1x110 kV Chiloé

*Figura 8*

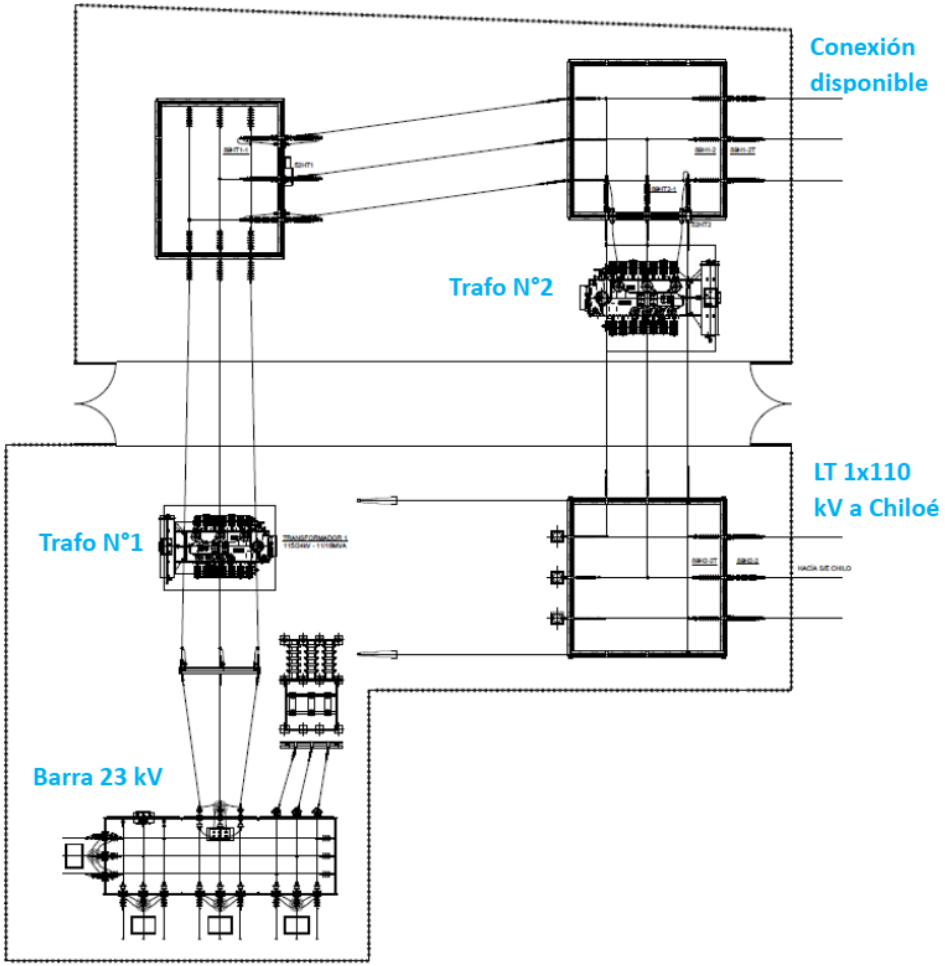

Conexión disponible
Trafo N°2
LT 1x110 kV a Chiloé
Trafo N°1
Barra 23 kV

*Figura 9*

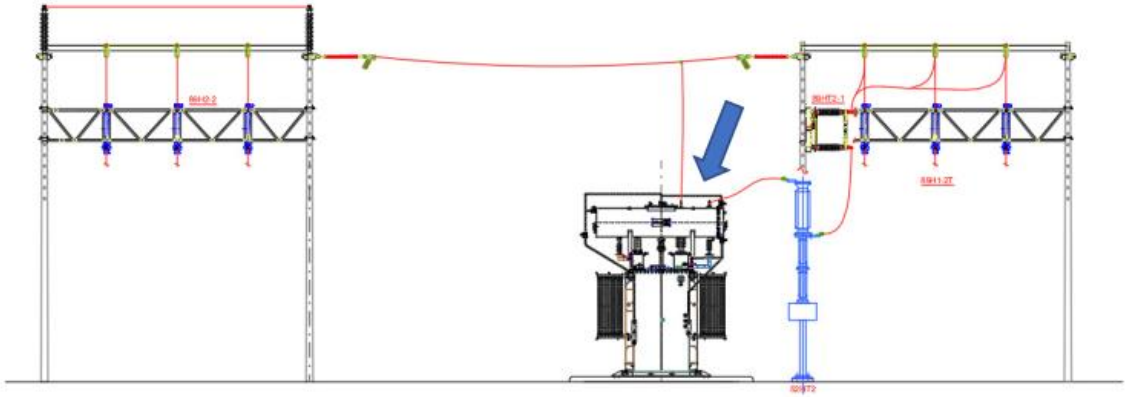


*Figura 10*

# E03 – RWE

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 03-1 | Anexo 1 – Obras no recomendadas.<br>ID 117 - Ampliación barras 220kV S/E Monte Mina | Entendiendo que la Subestación Monte Mina 220 kV corresponde a un proyecto que aún no ha iniciado su construcción, proponemos incluir el proyecto “Ampliación de barras 220 kV S/E Monte Mina” como una obra condicionada, que esté sujeta a que a la fecha en la que el Coordinador Eléctrico deba iniciar la licitación a la que hace referencia el artículo 95° de la LGSE, la SE Monte Mina cuente con su Hito Relevante Nº1 aprobado conforme lo informado por el Coordinador Eléctrico durante el seguimiento del avance proyecto.<br>Lo anterior fundamentado en que el terreno nivelado para la ampliación de la Subestación Monte Mina propuesto, ya está considerado en el diseño original de la subestación, por lo que no se requiere información adicional en este sentido para licitar, y que las barras, deberán seguir también todo lo aplicado en el diseño original.<br>Adicionalmente, el motivo por el cual se solicita la ampliación de la subestación, es generar un punto de conexión para un proyecto que se está desarrollando en un terreno de Bienes Nacionales (BBNN) obtenido a través de una Concesión de Uso Oneroso | Incluir la Propuesta “Ampliación barras 220kV S/E Monte Mina” de manera condicionada | Se acoge la observación.<br><br>Se incorpora al plan de expansión la obra "Ampliación en S/E Monte Mina 220 kV (IM)". |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cuyo proceso de licitación se inició en octubre de 2021 (Decreto Exento Nº531) y cuyo contrato de adjudicación se firmó a fines de marzo de 2022. De acuerdo a las bases de licitación, existe un plazo máximo para tener en operación el proyecto. El no cumplimiento de este plazo implica importantes multas por atraso para el desarrollador y eventualmente el término del contrato con las consecuencias que esto genera para BBNN por el arriendo del terreno. Dado esto, considerando además los plazos de ejecución de las obras en construcción, el inicio de operación esperado del proyecto "Nueva Línea 2x500kV Parinas-Likanantai, energizada en 220kV" (inicios 2025 según lo informado en el último informe de seguimiento del Coordinador Eléctrico), los plazos propios de los procesos de licitación y adjudicación de obras de ampliación, y los plazos que involucran el desarrollo de proyectos de generación, se hace necesario contar lo antes posible con una obra que habilite una posición de conexión en la Subestación Monte Mina para el proyecto en desarrollo presentado. | | |

# E04 – Interchile SA

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 04-1 | 3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS 500 KV (IM) Y 220 KV (IM) | El alcance del proyecto indica: "El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la subestación Entre Ríos, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de la obra "Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" y nuevos proyectos en la zona. Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Entre Ríos, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona." | Por la configuración de la subestación Entre Ríos 500/220 kV, se recomienda incluir junto a la extensión de las barras, la instalación del interruptor central y la construcción de la caseta de control como obra de ampliación, dado que no queda explicito la inclusión de este en el alcance y es diferente al alcance de las obras nuevas que se conectarían a estas nuevas posiciones. Sin embargo, se debe revisar con el propietario de la instalación la modularidad de estos equipos, dado que las nuevas posiciones están contempladas para la conexión de nuevos proyectos en ambos niveles de tensión, es relevante la temporalidad de la incorporación de las posiciones de línea y la propiedad de los mismos. En consecuencia, se debe ajustar también el VI del proyecto. | No se acoge la observación.<br><br>En relación a la observación presentada, en la que se recomienda que la obra de ampliación de las barras de 500 y 220 kV de la subestación Entre Ríos incluya dentro de su alcance la instalación del interruptor central en las nuevas diagonales a instalar, esta Comisión aclara que no se considera dicho equipamiento en el alcance de la obra debido a las dificultades que genera en la etapa de puesta en servicio, al no ser posible la energización del equipamiento señalado, por lo que su instalación corresponderá a quien materialice la futura conexión en alguna de las posiciones de la respectiva diagonal. |
| 04-2 | 3.1.13 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI (NTR ATAT) Y NUEVO PATIO 500 KV (IM) | El alcance del proyecto indica: "El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Nueva Pichirropulli de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y los | Dadas las características de la obra en alcance, tiempo y costo, proponemos que debe ser considerada como una obra nueva, toda vez que la solución es independiente de la subestación existente cuando se excluye la reutilización de materiales, malla a tierra y otras facilidades comunes, aspecto que representa un porcentaje menor respecto a la inversión de dos nuevos bancos de ATR y un | No se acoge la observación.<br><br>Esta Comisión considera pertinente mantener la obra como una ampliación, a efectos de resguardar el buen desarrollo de la obra en términos de evitar modificaciones adicionales que no cuenten con el debido análisis en |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | respectivos paños de conexión en 500 kV para cada banco. La conexión en 220 kV de los nuevos equipos de transformación deberá realizarse en las posiciones que quedan disponibles de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo” reutilizando, cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes.<br>Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Nueva Pichirropulli, en configuración interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de cinco diagonales asociadas a la conexión de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, la conexión de los nuevos equipos de transformación 500/220 kV, la conexión de la obra “Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli” y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en | patio nuevo de 500 kV en IM compuesto de 5 diagonales y construcción de las correspondientes salas. El separar la reutilización de materiales en el alcance abriría la oportunidad de incrementar la competencia. | términos de su compatibilidad con el desarrollo del Estudio de Franjas asociado a la línea de transmisión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos." | | |
| 04-3 | 3.1.14 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA PICHIRROPULLI 220 KV (IM) | El alcance del proyecto indica: "El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Nueva Pichirropulli, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona." | Incluir en el alcance el interruptor central, dada la configuración en interruptor y medio, para así dejar disponible la conexión de nuevos proyectos en la zona. En consecuencia, ajustar el VI del proyecto. | Ver respuesta a observación 04-1 |
| 04-4 | 3.1.15 ENERGIZACIÓN EN 500 KV DE LÍNEA 2X220 KV NUEVA PICHIRROPULLI – TINEO | El proyecto consiste en la energización en 500 kV de la actual línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, mediante la construcción de los enlaces que corresponda y la construcción de las respectivas posiciones de línea en los nuevos patios de 500 kV de las subestaciones Nueva Pichirropulli y Tineo, las cuales deberán poseer una configuración de tipo interruptor y medio en ambas subestaciones. Las posiciones en 220 kV de los extremos de la línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo, deberán quedar | Ajustar la descripción de acuerdo al comentario anterior, dado que las obras “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” y de la obra “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” deben ser consideradas obras nuevas. | Ver respuesta a observación 04-2 |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | disponibles para las conexiones de la obra “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” y de la obra “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” | | |
| 04-5 | 3.1.16 AMPLIACIÓN EN S/E TINEO (NTR ATAT) Y NUEVO PATIO 500 KV (IM) | El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV en la subestación Tineo de 750 MVA de capacidad cada uno, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) más unidad de reserva, la cual deberá contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en 500 kV para cada banco. La conexión en 220 kV de los nuevos equipos de transformación deberá realizarse en las posiciones que quedan disponibles de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo” reutilizando, cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes.<br>Adicionalmente, el proyecto contempla la construcción de un nuevo patio de 500 kV en la subestación Tineo, en configuración interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C | Dadas las características de la obra en alcance, tiempo y costo, debe ser considerada como una obra nueva, toda vez que la solución es independiente de la subestación existente cuando se excluye la reutilización de materiales, aspecto que representa un porcentaje menor respecto a la inversión de dos nuevos bancos de ATR y un patio nuevo de 500 kV en IM compuesto de 5 diagonales y construcción de las correspondientes salas. El separar la reutilización de materiales en el alcance abriría la oportunidad de incrementar la competencia. | Ver respuesta a observación 04-2. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | temperatura ambiente con sol, donde se deberá considerar espacio en barras y plataforma para la construcción de cinco diagonales asociadas a la conexión de la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, la conexión de los nuevos equipos de transformación 500/220 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos. | | |
| 04-6 | 3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS | "El proyecto consiste en la construcción de un nuevo sistema de compensación de reactivos mediante el uso de condensadores sincrónicos, el cual deberá ser conectado en el patio de corriente alterna de 220 kV en la S/E Conversora Kimal."<br>… "El proyecto incluye también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las | Es necesario aclarar los plazos de construcción contrastado con los plazos declacrados para el proyecto HVDC Kimal - L o Aguirre, pues por lo indicado, esta obra se construiría en patio de dicha estación conversora, pero es necesario aclarar si a obra se debe construir en paralelo con la construcción del proyecto que en ese momento estará en ejecución. El plazo previsto parece insuficiente, toda vez que esta obra nueva tiene a primera vista afectaciones ambientales que ameritan una | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>La obra en cuestión fue objeto de modificaciones con motivo de los análisis desarrollados para la elaboración del ITF del presente proceso, las que consideran modificar el punto de conexión de la obra a la S/E Kimal, en lugar de la S/E Conversora Kimal, como se planteó en el ITP, de modo que, a juicio de esta Comisión, se estaría |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros." | evaluación de impactos que debería incluirse en un trámite de un EIA. | abordando lo indicado en la observación, aunque de una manera distinta. |
| 04-7 | 3.1 Ampliación Subestación Kimal (220 kV) | Si bien se propone la ampliación de esta subestación con el objeto de conectar el proyecto Kimal - Lo Aguire HVDC, está haciendo falta la misma contraparte para la subestación Lo Aguiire dando cumplimiento al objetivo de conexión del proyecto HVDC. | Incluir las obras de ampliación para completar el proyecto en mención | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, la S/E Lo Aguirre no requiere de nuevas ampliaciones para recibir los enlaces del proyecto HVDC referido en la observación, dado que éstas fueron incorporadas como parte del alcance de la obra de ampliación contenida en el DE 198 de 2019. |
| 04-8 | 3.2.2 Nuevo sistema de contol de flujo para tramos 220 KV las palmas - centella | El valor previsto en las bases parece ostensiblemente bajo comparado con los precios de mercado de estas soluciones, de ser así, por lo menos en dos de los escenarios no se generaría | Revisar de valor de referencia y que incluya obras, y demás actividades necesarias para llevar a buen término el proyecto. | No se acoge la observación.<br><br>El valor de referencia de la obra en cuestión se ajusta al valor presentado por la empresa Transelec en una propuesta de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cumplimeinto de los criterios d evaluación | | similares características, por lo que no parece necesario realizar los ajustes solicitados. |
| 04-9 | Anexo 1 - Obras no recomendadas | Respecto a las obras propuestas por Interchile para este Plan de Expansión (año 2022), ninguna de las 3 obras propuestas fue recomendada. La justificación es que no se consideró en la modelación del SEN la obra "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO GUIRRE" del Plan de Expansión 2021 (en adelante, APLO), el cual fue aprobado posterior a la entrega de las propuestas de los proponentes el año 2022. No obstante, la Comisión menciona que estos proyectos pueden ser reconsiderados si se demuestra que efectivamente sea posible aumentar los niveles de transferencia en el corredor Pan de Azúcar -Polpaico 500 kV por sobre lo conseguido considerando APLO. | Interchile realizó durante los úlitmos meses los estudios sistémicos que demuestran que efectivamente es posible aumentar los niveles de transferencia en el corredor Pan de Azúcar -Polpaico 500 kV por sobre lo conseguido considerando APLO. Estos estudios serán enviados a la Comisión durante las próximas semanas. Adicionalmente, al día de hoy existe incertidumbre si será posible adjudicar la obra "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO GUIRRE" teniendo en consideración el VI referencial de esta, los precios de baterias con las características señaladas en su descripción, así como la proyección de estrechez en la producción de dichos equipos en un escenario de 2 a 4 años futuros, principalmente por el crecimiento exponencial de todos los países en sus requerimientos de baterías. En consideración de esto, las propuestas de Interchile son una alternativa confiable y de bajo costo que permitirían aumentos considerables en las transferencias en el corredor Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV, mejorando la seguridad en la | No se acoge la observación.<br><br>Dada la estrecha ventana de tiempo que existe entre ITP e ITF, se ve poco factible la incorporación de una obra como la planteada, más aún, si para ello se deben analizar antecedentes nuevos del nivel de profundidad como los que se señalan. Por lo anterior, esta obra será analizada con motivo del siguiente proceso de expansión de la transmisión, y una vez que se cuente con los antecedentes señalados. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | operación del sistema, entregando beneficios económicos y dando flexibilidad en la operación. | |
| 04-10 | Observaciones respecto de materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar | Para efectos de la evaluación de las opciones de expansión del sistema se incorpora un valor referencial de las obras que se analizan el proceso de evaluación. Entendemos que existe una diferencia de costos (la que puede ser menor o no relevante) entre una subestación diseñada con fundaciones que alojan canalizaciones y otras que no, lo cual podría distorsionar la valorización de este tipo de obras toda vez que podría o no incluirse en una oferta, dado que no está explicitado en la descripción. | Incorporar como un criterio de diseño las canalizaciones en las fundaciones de las subestaciones considerando el impacto que esto puede tener en la valorización de la obra. | No se acoge la observación.<br><br>En general, aquellos temas de detalles específicos de diseño de instalaciones no son incorporados en los alcances de las obras, pudiendo ser incorporados en las bases de licitación que realiza el CEN para la obra en cuestión, en caso de resultar pertinente. |
| 04-11 | Observaciones respecto de materias no consideradas en el Informe Técnico Preliminar | Dado que en el Plan de Expansión se están definiendo o proponiendo soluciones con GIS, consideramos que las especificaciones de estas dadas en la descripción del proyecto no son suficientes, llevando a interpretaciones incorrectas y un crecimiento poco armónico, en algunos casos, de este tipo de subestaciones. | En la descripción de cada obra en la que se contemple GIS con interruptor y medio, se deje incorporado el interruptor central de cada diagonal. Adicionalmente, se incorpore en la descripción de cada proyecto que el habitáculo, sala o galpón que albergue la potencial GIS cuente con el espacio total para albergar el crecimiento total de la GIS en cada caso.<br>Por ejemplo, en el caso de NUEVA S/E DIGÜEÑES, lo que tenemos del proyecto es que la subestación, en el caso de ser GIS, el futuro propietario de la subestación sólo tendría que construir las barras extendidas | No se acoge la observación.<br><br>En relación a la observación presentada, en la que se recomienda que la obra incluya dentro de su alcance la instalación del interruptor central en las nuevas diagonales a instalar, esta Comisión aclara que no se considera dicho equipamiento debido a las dificultades que genera en la etapa de puesta en servicio de la obra, al no ser posible la energización del |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | para las 8 diagonales y se le dejaría a los proyectos de generación u otras líneas completar cada diagonal (o ½ diagonal para el caso de una conexión). Como en ese caso ya habría varias diagonales ocupadas por las líneas que se señalan en el informe y el transformador que se pide, se estarían construyendo (por el propietario de las líneas y el transformador) los interruptores centrales de varias diagonales, pero del resto no. En ese sentido, a modo de holgura, al igual que en los casos de planes de expansión anteriores en el cual se pedía el interruptor central, encontramos que esto es recomendable al menos para aquellas diagonales que no se utilizarán en un principio, con el objeto de que cada proyecto nuevo sepa que tiene qué construir y dónde no se le cargue extra al primer proyecto por tener que instalar dos interruptores (1/2 diagonal) para su conexión. | equipamiento señalado, por lo que su instalación corresponderá a quien materialice la futura conexión en alguna de las posiciones de la respectiva diagonal. |

# E05 – Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 05-1 | 1.- | 3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)<br>Se indica:<br>“Adicionalmente, el proyecto considera el cambio de la acometida del circuito N° 1 de la línea 2x220 kV Kimal – Laberinto, el cual se encuentra actualmente conectado a la media diagonal denominada “J17-J18”, de forma tal que dicho circuito se conecte a la barra ampliada y dejando el espacio disponible para permitir la conexión de uno de los circuitos de los enlaces en corriente alterna entre la subestación Kimal y la subestación conversora Kimal.”.<br>Conforme lo establece el Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía, la condición futura de Subestación Kimal se indica en la figura a continuación: ver | Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A. propone no modificar el paño de acometida del circuito número 1 de línea Kimal – Convertidora Kimal a “J17-J18”, conservando la conexión de dicho circuito a media diagonal en “J20-J21” conforme lo establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional en Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En atención a las observaciones recibidas y los análisis realizados, se modifica la obra de ampliación incorporada en el ITP, de modo que la acometida de los circuitos de la línea proveniente desde la S/E Conversora Kimal se conecte a diagonales contiguas, y así evitar los problemas descritos en la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Anexos Empresa 05<br>.<br>Se observa que la propuesta de la Comisión Nacional de Energía en su Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 difiere de lo licitado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en los documentos citados anteriormente, impactando en el alcance técnico comercial de Conexión Kimal Lo Aguirre S.A. Lo propuesto en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 fuerza a diseñar una acometida a la Subestación en base a estructuras especiales, con una servidumbre limitada y sin garantías del cumplimiento de distancia de conductor a piso por lo bajo de las estructuras existentes de Proyecto Elena. Adicionalmente, el circuito de Proyecto Elena quedaría entre ambos circuitos de | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | la misma línea 2x220 kV Kimal – Convertidora Kimal, obligando a esta última a dividir los circuitos en la salida de Subestación Kimal y forzando a un cruce entre estas dos líneas, en las inmediaciones de la Subestación.<br>Ver Figura 12.<br>La modificación de la media diagonal de acometida de circuito 1 de línea Kimal – Convertidora Kimal no sólo impacta en lo descrito anteriormente, sino que además afecta directamente al Hito N°1 que Conexión Kimal Lo Aguirre S.A. tiene con el Coordinador Eléctrico Nacional, conforme el programa establecido por este último en el cronograma de proyecto. | | |
| 05-2 | 2.- | 8.5.7 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)<br>Se indica:<br>“Al respecto, el Artículo 50 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión impide que los cuatro circuitos de la subestación Nueva Kimal se conecten íntegramente en estas nuevas diagonales, toda vez que “(…) En particular, no podrán conectarse a la misma diagonal dos circuitos de una misma línea o dos líneas que provengan de una misma subestación.” En virtud de | Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A. propone no modificar el paño de acometida del circuito número 1 de línea Kimal – Convertidora Kimal a “J17-J18”, conservando la conexión de dicho circuito a media diagonal en “J20-J21” conforme lo establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional en Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía. | Ver respuesta a observación 05-01. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | esto, la ampliación en la S/E Kimal incluye el traslado del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV hacia las nuevas diagonales, con el objetivo de contar con dos medias diagonales disponibles para la conexión de los dos circuitos de la segunda línea Kimal – Nueva Kimal 220 kV”<br>Adicionalmente en el ITP se complementa lo señalado con un diagrama unilineal simplificado de la condición futura de Subestación Kimal: Ver<br>.<br>Conforme lo establece el Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía, la condición futura de Subestación Kimal se indica en la figura a continuación: Ver<br>.<br>Se observa que la propuesta de la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Comisión Nacional de Energía en su Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 difiere de lo licitado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en los documentos citados anteriormente, impactando en el alcance técnicocomercial de Conexión Kimal Lo Aguirre S.A.<br>Lo propuesto en el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 fuerza a diseñar una acometida a la Subestación en base a estructuras especiales, con una servidumbre limitada y sin garantías del cumplimiento de distancia de conductor a piso por lo bajo de las estructuras existentes de Proyecto Elena.<br>Adicionalmente, el circuito de Proyecto Elena quedaría entre ambos circuitos de la misma línea 2x220 kV Kimal – Convertidora Kimal, obligando a esta última a dividir los circuitos en la salida de Subestación Kimal y forzando a un cruce entre estas dos líneas, en las inmediaciones de la Subestación.<br>Ver<br>.<br>La modificación de la media diagonal de acometida de circuito 1 de línea Kimal – Convertidora Kimal no sólo impacta en | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | lo descrito anteriormente, sino que además afecta directamente al Hito N°1 que Conexión Kimal Lo Aguirre S.A. tiene con el Coordinador Eléctrico Nacional, conforme el programa establecido por este último en el cronograma de proyecto. | | |
| 05-3 | 3.- | 3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)<br>Se indica:<br>“El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.”.<br>En el numeral 3.1. REQUISITOS TÉCNICOS PARA EL ENLACE CA ENTRE LA S/E KIMAL Y NUEVA ESTACIÓN CONVERTIDORA KIMAL, del anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo | Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A. propone incluir dentro del alcance de la obra de ampliación las adecuaciones a los servicios auxiliares (SSAA) conforme lo estipulado en el Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con el análisis desarrollado por esta Comisión, no sería necesario modificar la descripción de la obra en cuestión, toda vez que el mismo párrafo citado en la observación garantiza que se cumpla con lo solicitado, en relación con las adecuaciones en los SSAA. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía, se indica lo siguiente: “En la S/E Kimal 220 kV propiedad de la empresa SATT (Sociedad Austral de Transmisión Troncal SA) los equipos son tecnología AIS, configuración interruptor y medio, y actualmente la instalación cuenta con ocho (8) diagonales existentes para un total de dieciséis (16) posiciones, sin disponibilidad para otras conexiones. Por lo anterior, en la propuesta de expansión de la transmisión 2021 el Coordinador propuso a la CNE el proyecto “Ampliación S/E Kimal 220 kV” el cual contempla dentro de su alcance, la ampliación de las barras en 220 kV, así como realizar todas las adecuaciones necesarias, a los sistemas de protección y control, servicios auxiliares (SSAA), malla puesta tierra, obras civiles, SCADA, entre otros, para permitir la conexión futura de dos nuevas diagonales para el enlace CA con la Nueva Estación Convertidora Kimal. Lo anterior, implica la construcción de dos (2) diagonales en 220 kV y el traslado de paños existentes, de modo que la conexión de las dos | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | líneas de enlace 2x220kV desde Kimal a la Nueva Estación Convertidora Kimal se realice en cuatro diagonales distintas de la S/E Kimal ampliada. Esta obra de ampliación será de responsabilidad del propietario de la S/E Kimal existente” | | |
| 05-4 | 4.- | 3.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E KIMAL 220 KV (IM)<br>En el mencionado numeral no se hace referencia a que la obra de ampliación deba incluir la construcción de paño central de la futura diagonal 10, ni la construcción de una caseta de relés asociada a esa diagonal, según la filosofía de la subestación de una caseta por diagonal con la que cuenta la subestación existente para albergar los tableros de control y protección del mencionado paño central.<br>Conforme lo establece el Anexo 4 de las Bases de Licitación emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional en mayo de 2021, para las obras del Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021 del Ministerio de Energía, la condición futura de Subestación Kimal se indica en la figura a continuación:<br>Ver Figura 17.<br>Como se observa en la anterior imagen, en el lado sur de la futura diagonal 10 se | Conexión Kimal – Lo Aguirre S.A. propone incluir dentro del alcance de la obra de ampliación la construcción de la caseta de relés y del paño central de la diagonal 10. Adicionalmente se propone incluir dentro del alcance de la ampliación de SE Kimal el cumplimiento del Artículo 50, de exigencias específicas para configuración de barra “Interruptor y Medio” en instalaciones de servicio público del Anexo técnico EXIGENCIAS MÍNIMAS DE DISEÑO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN de la NTC&SC, es decir, que los equipos serie que compartan diagonales con las líneas provenientes del enlace HVDC, deben considerar en su diseño la corriente de de las líneas del enlace y la corriente de la línea ya existente en dicha diagonal. | Ver respuesta a la observación 04-11. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | contemplaba la salida de la línea "Elena", la cual estaría en esa posición antes de la entrada en operación de la nueva obra LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE, es decir que tanto el paño central y la caseta de relés de esa diagonal se deberían considerar como construidos para la obra nueva. | | |

# Anexos Empresa 05

*Figura 11*

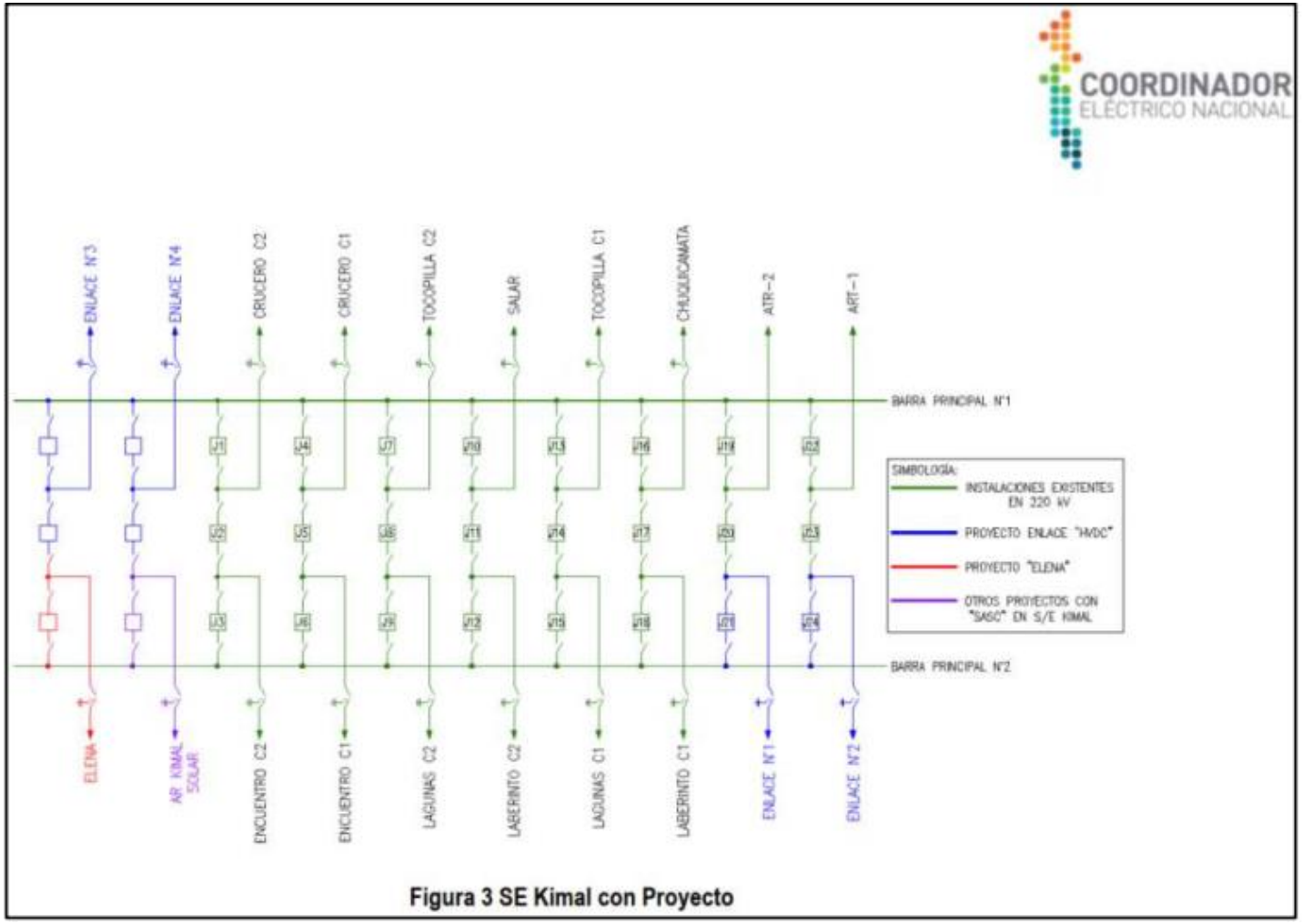

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL
ENLACE N°3
ENLACE N°4
CRUCERO C2
CRUCERO C1
TOCOPILLA C2
SALAR
TOCOPILLA C1
CHUQUICAMATA
ATR-2
ATR-1
BARRA PRINCIPAL N°1
BARRA PRINCIPAL N°2
SIMBOLOGÍA:
INSTALACIONES EXISTENTES EN 220 kV
PROYECTO ENLACE "HVDC"
PROYECTO "ELENA"
OTROS PROYECTOS CON "SASC" EN S/E KIMAL
ELENA
AR KIMAL SOLAR
ENCUENTRO C2
ENCUENTRO C1
LAGUNAS C2
LABERINTO C2
LAGUNAS C1
LABERINTO C1
ENLACE N°1
ENLACE N°2
Figura 3 SE Kimal con Proyecto

*Figura 12*

*Figura 13*

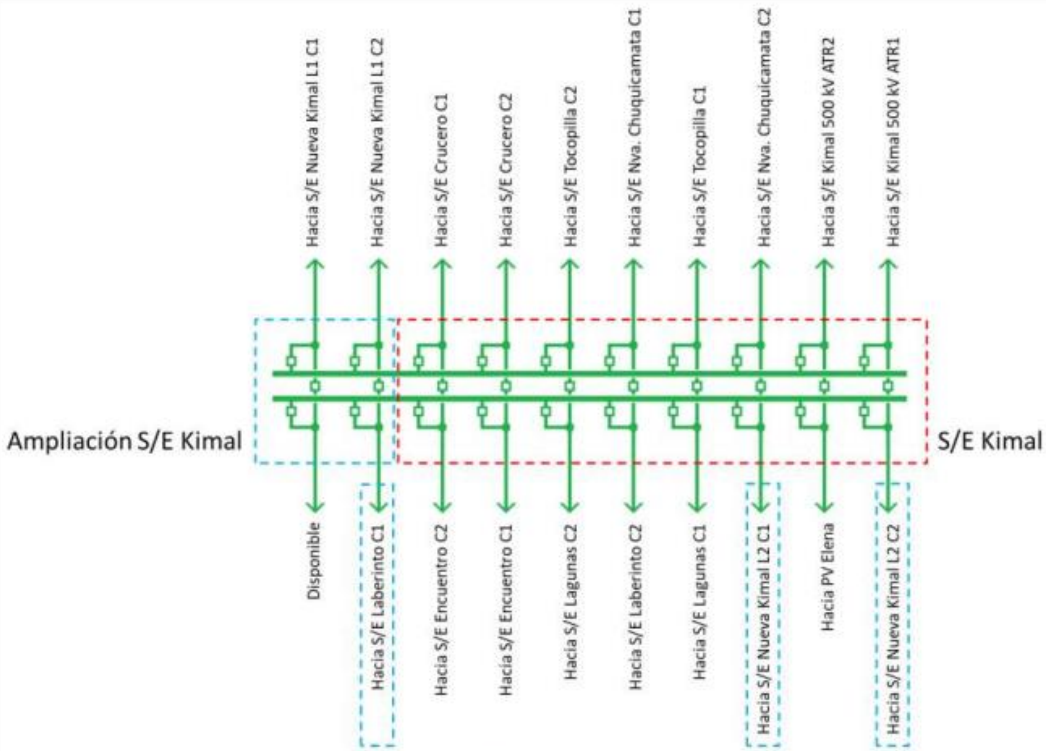



**Figura 8.48: Diagrama unilineal simplificado de la S/E Kimal posterior a la modificación de la conexión del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV. Se posibilita la conexión de la segunda línea hacia la S/E Nueva Kimal en el extremo derecho de la S/E Kimal, cumpliendo el Artículo 50 del Anexo Técnico.**

*Figura 14*

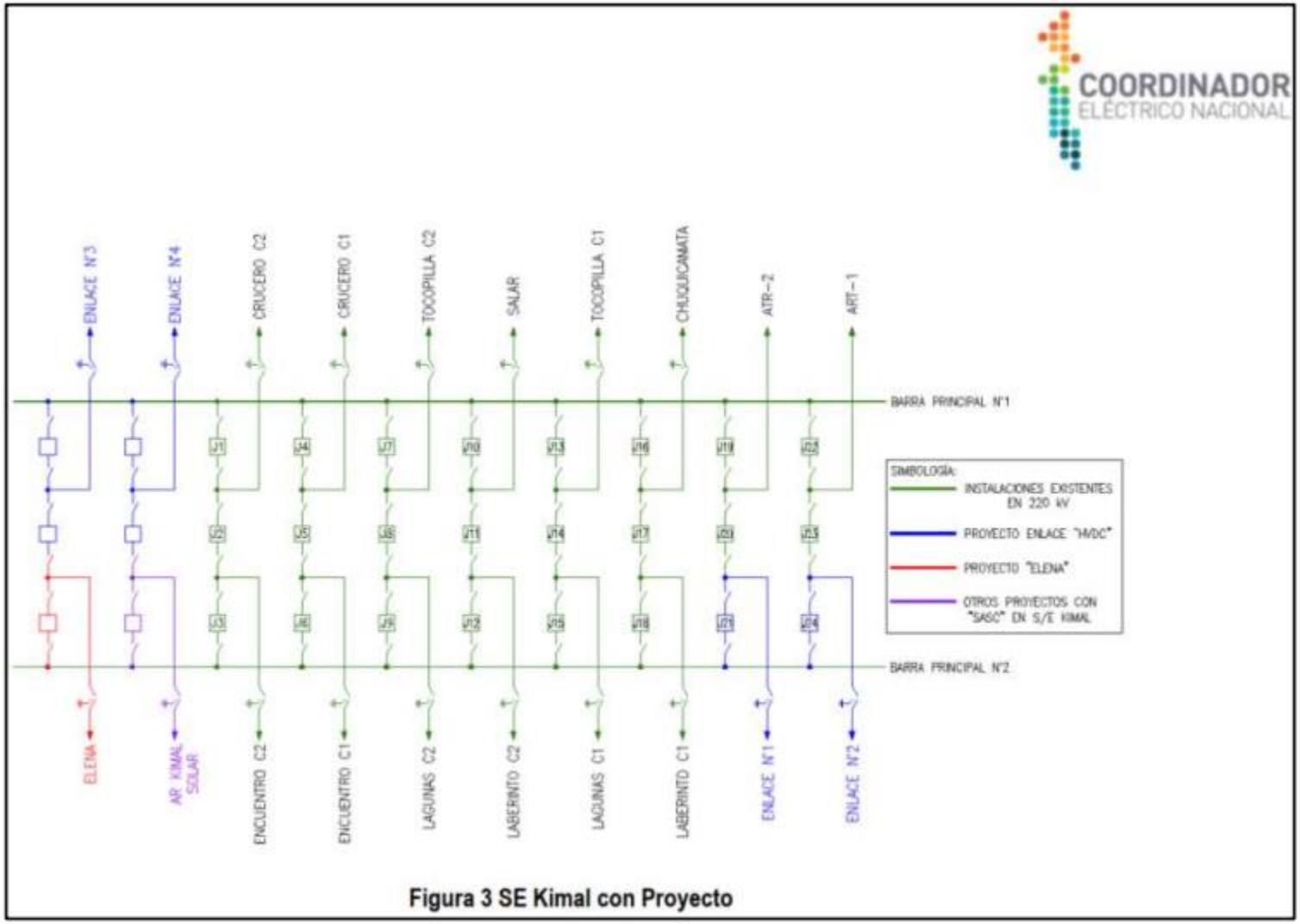



**Figura 3 SE Kimal con Proyecto**

*Figura 15*

(Paños J21 y J24, fotografía de agosto de 2022)

*Figura 16*

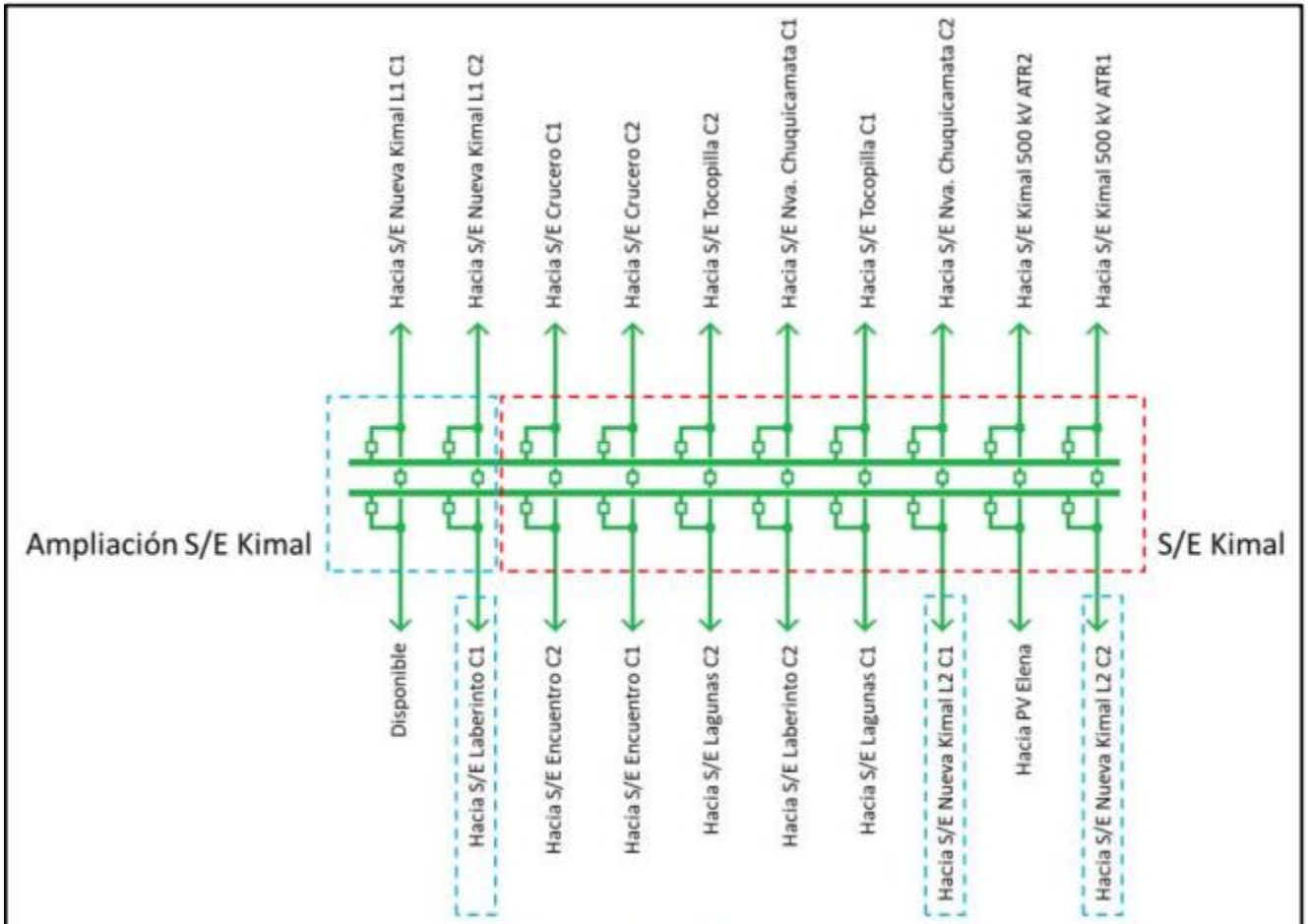



**Figura 8.48: Diagrama unilineal simplificado de la S/E Kimal posterior a la modificación de la conexión del circuito 1 de la línea Kimal – Laberinto 220 kV. Se posibilita la conexión de la segunda línea hacia la S/E Nueva Kimal en el extremo derecho de la S/E Kimal, cumpliendo el Artículo 50 del Anexo Técnico.**

*Figura 17*

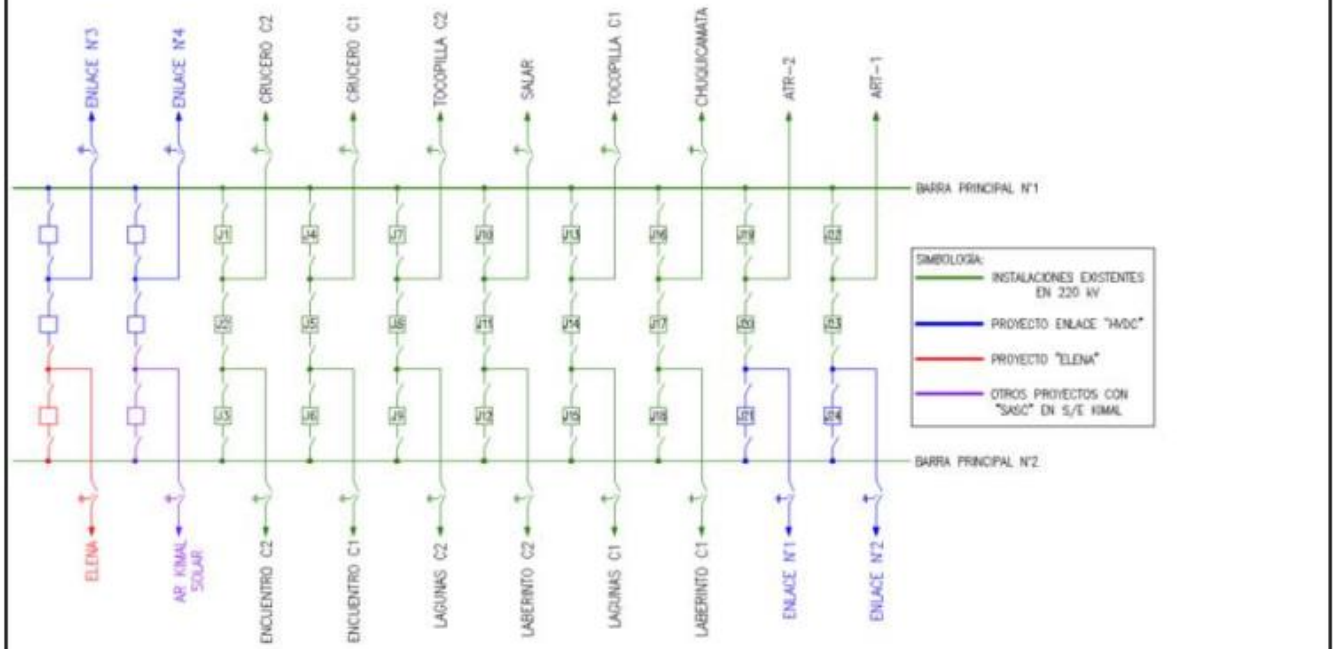



**Figura 3 SE Kimal con Proyecto**

# E06 – RNE

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 06-1 | 8.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR ACCESO ABIERTO | Con el objeto de aprovechar el potencial solar y eólico de la zona donde se emplaza la subestación Monte Mina (Ex Linanantai), se solicita evaluar en el análisis incluir Expansión el proyecto "Ampliación de barras 220 kV S/E Monte Mina", ya que a la fecha existen solicitudes en lista de espera para proyectos ERNC con CUO adjudicada y licitaciones de Bienes Nacionales en curso que, en caso de ser adjudicadas, requerirán puntos de conexión en la subestación Monte Mina para el desarrollo de los proyectos eléctricos a tiempo. El desarrollo a tiempo de los proyectos en la zona no sólo representa acelerar la disminución en los costos de operación del sistema, sino que también representa adelantar ingresos al Estado a través de los contratos de arriendo. Respecto de los plazos de construcción de la subestación Monte Mina, considerando que el plazo de término esperado de la obra es el año 2025, vemos que la licitación de la ampliación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional en el año 2024 sería compatible con la fecha de término de la construcción. Por último, vemos que construir la ampliación de barra poco tiempo después de concluida la | Se solicita incluir en el análisis de presente Plan de Expansión el proyecto "Ampliación de barras 220 kV S/E Monte Mina" con el objeto de viabilizar puntos de conexión de potenciales proyectos de generación que podrían instalarse en terrenos de Bienes Nacionales que se encuentran en licitación y las dos solicitudes de conexión que existen en Acceso Abierto asociadas a empresas operadoras de centrales eléctricas como lo son RWE y Aes Andes, donde los antecedentes de conexión se encuentra informados al Coordinador Eléctrico Nacional. | Se acoge la observación.<br><br>En atención a los antecedentes señalados, esta Comisión determinó que resulta pertinente la incorporación de la obra Ampliación en S/E Monte Mina 220 kV (IM). |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | construcción de la Subestación Monte Mina, puede generar importantes ahorros en términos del valor de adjudicación, lo cual se debería traducir en menores costos a traspasar a tarifas de clientes finales. | | |
| 06-2 | Obra Nueva S/E Llolleo | Respecto de la zona de emplazamiento de la futura S/E es necesario destacar que hay presencia de desarrollo inmobiliario en las cercanías de San Antonio, donde se ha constatado que el valor de los terrenos ronda en un rango de 1 UF/M2, mientras que en zonas más alejadas los terrenos pueden llegar a tener un valor de 0.1 UF/M2, logrando una reducción por m2 de 1000% a nivel de costo de suelo.<br>También al ser desplazada a una zona de menor costo de suelo quedará más cercana a la LAT Alto Melipilla – La Pólvora 220, para un futuro enlace en 220 kV con la S/E, minimizando los costos servidumbres.<br>También evitara que en el corto plazo debido al crecimiento de San Antonio termine limitando el crecimiento de la subestación al igual con lo ocurrido con la actual San Antonio.<br>La ampliación del radio de ubicación de la obra permitirá seguir cumpliendo con los abastecimientos del futuro nuevo | Ampliar el radio de ubicación de la Nueva Subestación Llolleo similar a otras obras a 5km de la S/E San Antonio siguiendo el trazado de la linea San Antonio - Leyda, debido a las ventajas de localización de un mejor emplazamiento territorial junto con las consideraciones de la presente observación. | No se acoge la observación.<br><br>Los antecedentes presentados no resultan suficientes para considerar la modificación solicitada. En particular, debido a que el objetivo principal de la obra es entregar un nuevo punto de abastecimiento para la ciudad de San Antonio y alrededores, y mientras más se aleje de ésta, menos valor posee la instalación en términos de su aporte al abastecimiento de la zona. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | puerto, y abastecimientos de la demanda de la ciudad de Llolleo. También permitirá con más flexibilidad el desarrollo y conexión de nuevos proyectos en la zona.<br>En caso de que potencialmente la ampliación de la S/E Leyda sea declarada desierta, permitirá también considerar alternativas de abastecer la demanda de los consumos de Leyda y alrededores. | | |
| 06-3 | Nueva S/E Manuel Rodríguez | La obra permitirá explotar el recurso renovable que posee la zona, entregando una alternativa de conexión en la cercaniada de la S/E Polpaico. Por otra parte, el Coordinador Eléctrico Nacional, ha visualizado una serie de proyectos de generación que no han podido tener una solución de conexión, debido a las dificultades que se identifican para poder ampliar la S/E Polpaico, junto con lo anterior el CEN destaca la discrepancia presentada por Reliable el 5 de mayo 2021, al Plan de Expansión 2020 donde se propuso ampliar la S/E Polpaico, en dicha discrepancia el Coordinador destacó que “se identifica un potencial en la zona de a lo menos 1.000 MW en proyectos solares fotovoltaicos, a raíz de lo cual se evalúa la alternativa de una nueva subestación seccionadora de la | Mantener obra en el plan de expansión debido a la potencialidad de la obra debido a la limitación de crecimiento de la S/E Polpaico. Esto ratificado mediante los procesos que han llevado activamente las empresas de ERNC en materia de promoción de nuevos puntos de conexión en la cercanías de Santiago como centro de consumo principal de Chile. | Se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | línea 2x220 kV entre S/E Polpaico y la futura S/E Río Aconcagua, denominada S/E Manuel Rodríguez en el entorno de S/E Polpaico, dadas las restricciones de ampliaciones de las S/E Polpaico o aledañas, indicadas en la discrepancia referida "Mencionado lo anterior, la Comisión Nacional de Energía debe incluir en su plan de expansión definitivo la nueva S/E Seccionadora Manuel Rodríguez, en vista de los beneficios que genera en términos de viabilizar la conexión de proyectos de generación existentes y la imposibilidad de efectuar esto a través de las subestaciones en la zona. | | |
| 06-4 | 10 ANEXO 1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS | Pagina 1, Motivo de Recomendación Obra 00-07 no es clara, hace referencia la misma obra 00-07. | Corregir | Se acoge la observación.<br><br>Se corrige el error de transcripción. |
| 06-5 | 10 ANEXO 1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS | Pagina 2. Obra 00-11 no se realizó evaluación para cuantificar eventuales beneficios. | Se solicita incluir evaluación y/o aclarar cual es la herramienta para incorporar este tipo de elementos de red. | No se acoge la observación.<br><br>A juicio de esta Comisión, el Plan de Expansión de la transmisión no es la instancia adecuada para la incorporación de una obra como la propuesta. En particular, debido a que la incorporación de elementos que permitan el monitoreo dinámico de líneas de transmisión corresponde a instalaciones de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | alcance acotado en términos de inversión, por lo que se prevé una probabilidad muy alta de que no se reciban ofertas en el proceso de licitación.<br><br>En línea con lo anterior, la materialización de soluciones de este tipo parece mucho más adecuada de realizar por parte del propietario de las instalaciones a través de, por ejemplo, una modificación relevante. |

# E07 – CMPC

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 07-1 | ITP Cap 10 - Anexo 1 – Proyectos no recomendados. Pdf<br><br>ID: 33, ID Obra: 02-01 Página 8 - Proyecto: "Ampliación S/E Epuleufu | La solicitud de nuestra representada, relacionada a incorporar el Proyecto "Ampliación S/E Epuleufu (IM)" (El Proyecto), se fundamenta en la legislación vigente asociada a acceso abierto y planificación de la transmisión. Tal como lo establece la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en el artículo 79º relacionado a Acceso Abierto en instalaciones de Servicio Público, "(…) las instalaciones están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios". Por otra parte, en el artículo 87º se indica que el Plan de Expansión debe crear las condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia. A mayor abundamiento, en el "Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión" (Reglamento de Planificación) establece en su Artículo 74º que "la Planificación de la Transmisión deberá considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los Sistemas de Transmisión".<br><br>Como parte de la respuesta, a la propuesta de ampliación en S/E | Se solicita incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2022, específicamente en la sección 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN – SISTEMA E, la obra de ampliación "Ampliación en SE Epuleufu 220 kV (IM)" cuya: i) Descripción general y ubicación de la Obra corresponderá a la siguiente:<br><br>"El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Epuleufu, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto. | No se acoge la observación.<br><br>Durante la etapa de presentación de propuestas para el plan de expansión del 2022, esta Comisión no recibió propuestas adicionales que contuvieran un requerimiento como el indicado, por lo que no se cuenta con elementos suficientes para incorporar una obra de expansión en la Nueva S/E Seccionadora Epuleufu en esta instancia.<br><br>De todas formas, esta Comisión tendrá en cuenta esta información con motivo del desarrollo del plan de expansión del año 2023, en donde se analizará nuevamente el requerimiento y se revisará el avance en la ejecución de la obra Nueva S/E Epuleufu, de modo de despejar las dudas respecto de ese punto. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Epuleufu de nuestra representada, la CNE rechaza su incorporación aludiendo a que esta subestación no ha iniciado su etapa de construcción motivo por el cual esta indica que: "(…) se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión, de modo de contar con mayores antecedentes respecto de las características definitivas y el avance del proyecto de transmisión".<br><br>Respecto a lo indicado por la CNE a continuación pasamos a exponer los argumentos bajo los cuales nuestra representada considera necesaria la incorporación de este proyecto dentro del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2022 cuyo principal motivo es facilitar la conexión del PE Graneros en la S/E Epuleufu 220 kV, proyecto que se encuentra en desarrollo y se prevé su entrada en operación en Julio 2026.<br><br>i) La Obra de Expansión Nueva S/E Epuleufu es necesaria para la interconexión de proyectos de generación de la zona y tiene un desarrollo suficiente para evaluar la pertinencia de una ampliación. | A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones."<br><br>iii) Entrada en operación corresponderá a la siguiente:<br><br>"El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley."<br><br>Y iii) Valor de inversión (V.I.) y costo de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) referenciales corresponderá a:<br><br>"El V.I. referencial del proyecto es de 1.950.330 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.<br>El C.O.M.A. referencial se establece en 31.205 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América." | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | La necesidad de promoción de la obra radica en la imposibilidad de conectar el PE Graneros en la S/E Epuleufu 220 kV dado que no existen espacios disponibles en plataforma de 220 kV para su interconexión al SEN. Como antecedente resulta relevante indicar que en esta subestación, en su "Descripción general y ubicación de la obra" (Sección 2.8 a. del Decreto Nº185/2020 del Ministerio de Energía), no se dimensionan diagonales adicionales para generar las condiciones de oferta para la interconexión de futuros proyectos de generación/transmisión. Así, la subestación sólo dispone de un único espacio disponible siendo este ya "reservado" para la conexión del proyecto PE Fénix (descargar formulario desde sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional: SAC). Por tanto, la propuesta de ampliación presentada tiene el objetivo de encausar el diseño original de la subestación a uno que promueva las condiciones de oferta de conexión de proyectos futuros.<br><br>Por otro lado, el principal motivo que tiene la CNE para rechazar la obra es "no contar con mayores antecedentes" de la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | nueva subestación S/E Epuleufu (La Obra nueva). Al respecto, resulta necesario indicar que el proyecto ya se encuentra adjudicado (Decreto 15T/2021 del Ministerio de Energía, publicado en el D.O. el 14 de abril del 2022), por tanto, este a la fecha de hoy tiene un desarrollo de aproximadamente un año de ejecución. Así, resulta relevante mencionar que la Obra nueva se encuentra en tramitación ambiental (https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2157122236) y con un desarrollo de ingeniería básica que permite a la CNE evaluar El Proyecto propuesto por nuestra representada. A mayor abundamiento, a continuación, se presenta un diagrama de planta con el emplazamiento de la S/E Epuleufu y una alternativa de crecimiento:<br><br>En la Figura  se visualiza la posibilidad que tiene la subestación de crecer en sentido norte. Tal como se observa desde el punto de vista constructivo, el diseño de ingeniería básica desarrollado es suficiente para dimensionar el proyecto de ampliación en esta subestación. Adicionalmente, es importante indicar que es en la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | etapa de licitación donde se pueden recopilar mayores antecedentes con el propietario de las instalaciones y optimizar la ingeniería básica de la obra de ampliación contenida en los respectivos planes de expansión.<br><br>Por lo considerado anteriormente, se solicita que la CNE considere el proyecto "Ampliación en S/E Epuleufu 220 kV (IM)" dentro del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2022.<br><br>i) El proyecto de ampliación cumple con los criterios metodológicos de la planificación de la transmisión para ser parte del conjunto de obras necesarias para satisfacer necesidades de Acceso Abierto.<br><br>En relación a los criterios metodológicos establecidos en el ITP para la promoción de proyectos que satisfagan necesidades de acceso abierto la CNE establece, en su numeral 7.4.2.1 "Plazos requeridos", que realiza un análisis de coherencia entre los plazos oportunos para la conexión de proyectos de generación | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | (o consumo) y la fecha de entrada del proyecto de transmisión incorporado al Plan de Expansión. Adicionalmente, la CNE evalúa si el proyecto de ampliación analizado coincidirá con otra obra de expansión en la subestación. Tanto la coincidencia temporal con el proyecto de generación PE Graneros como la coincidencia temporal con el desarrollo de la Obra Nueva son coherentes para que se desarrolle una expansión de la S/E Epuleufu en el presente Plan de Expansión y no en el siguiente. En términos simplificados, la Obra Nueva entraría en operación en abril del año 2025 y El Proyecto de ampliación de esta misma subestación finalizaría en enero del año 2026 si es parte del presente plan de expansión. Por lo tanto, el Plan de Expansión entregaría las condiciones para otorgar el acceso abierto a nuevos desarrollos de la zona y para el PE Graneros.<br><br>El segundo criterio de relevancia para considerar proyectos que satisfagan necesidades del Plan de Acceso Abierto guarda relación al potencial de generación de la zona analizada | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | (numeral 7.4.2.2). Tal como se puede ver en la lámina 9 de la presentación del Plan de Expansión 2022 (https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/Obras-ITP-2022-Webinar.pdf) la Región del Bio Bio es una de las regiones que tiene mayor desarrollo potencial eólico del país.Por añadidura, y centrando el análisis en la zona circundante de la nueva S/E Epuleufu, en la Figura 19 se muestra que la velocidad del viento es alta (7 – 8 m/s) teniendo además la zona de Negrete la mayor velocidad promedio de las diferentes comunas de la región (Figura 20) (https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=27#recursoEolico )<br>Finalmente, el tercer criterio considerado por la CNE guarda relación a la "Eficiencia Constructiva (numeral 7.4.2.3 del ITP). En este punto existen dos instancias de eficiencia que conllevarían a optimizar los costos de una obra de expansión. Por un lado, se pueden generar eficiencias constructivas respecto a la actual construcción de la Obra Nueva y por otro lado con respecto a otras obras que se estén | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | desarrollando en la misma región. Respecto a este último punto, existen antecedentes suficientes para demostrar que se puede configurar una condición tal que permita la captura de economías de ámbito y escala con otros proyectos de transmisión de la región propuestos en el actual plan de expansión (por ejemplo: Ampliación S/E Rosal, desarrollo de proyectos en zona del Gran Concepción, etc) por motivo de su cercanía física y posible adjudicación a un mismo constructor.<br><br>Así mismo, se generan condiciones de eficiencia para la incorporación de posiciones adicionales en 220 kV con el propósito de permitir la conexión de nuevos proyectos, dado que la zona de emplazamiento de esta instalación ha mostrado interés por desarrolladores de proyectos, de manera consistente con los desarrollos proyectados por los distintos EGPT.<br><br>Por lo considerado anteriormente, se solicita que la CNE considere el proyecto “Ampliación en S/E Epuleufu 220 kV (IM)” dentro del Plan | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de Expansión de la Transmisión del año 2022.<br><br>ii) Existen antecedentes suficientes de un conjunto de proyectos de características similares considerados en anteriores Planes de Expansión y el actual.<br><br>En los últimos planes de expansión, e inclusive en el presente, se ha propuesto un listado no acotado de proyectos que tienen por objetivo dar las facilidades para la conexión de proyectos al SEN por motivos de limitaciones de espacio físico en subestaciones. Esto ha llevado a la promoción de propuestas de ampliación tanto de instalaciones en operación y como aquellas que están en etapa de construcción. A mayor abundamiento, dentro de los dos últimos Planes anuales de la Transmisión se pueden contabilizar aproximadamente 13 obras, de las cuales 3 corresponden mpliaciónes que se desarrollan en futuras instalaciones que se encuentran en | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | desarrollo al momento de inclusión en el Informe Técnico respectivo. Estos corresponden a proyectos propuestos en el proceso de expansión de la transmisión del año 2021 y son los siguientes: "Ampliación en S/E Cauquenes 220 kV (IM)", "Ampliación en S/E Santa Isabel 220 kV (2BP-BT)" y "Ampliación en S/E Loica 220 kV (IM)".<br><br>Resulta procedente analizar la situación bajo la cual el proyecto "Ampliación en S/E Loica 220 kV (IM)" pasó a ser parte del Plan de Expansión de la Transmisión dada la similitud con el proyecto que nuestra representada busca promover dentro del presente Plan de Expansión. De manera similar a lo desarrollado por nuestra representada, durante la etapa de presentación de proyectos al Plan de expansión 2021, un proponente solicita que se desarrolle una ampliación en la subestación Loica. Por su parte, la S/E Loica fue parte del conjunto de obras del Plan de Expansión del año 2018 y formalmente inició su etapa de desarrollo en junio del año 2021 con la publicación en el D.O. del Decreto | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Exento nº 4T/2021 del Ministerio de Energía. Así, el desarrollo de la ampliación en S/E Loica en el Plan de Expansión 2021 fue completamente independiente del avance y desarrollo de la obra dado que esta no había empezado su tramitación ambiental una vez que el ITP del Plan de Expansión del año 2021 (enero 2022) fuera emitido.<br><br>De lo anteriormente expuesto podemos inferir que el desarrollo de obras que tienen por finalidad promover condiciones de oferta para la conexión de proyectos no depende exclusivamente del estado de avance de la obra sino más bien de las condiciones habilitantes que la legislación vigente entrega a la CNE cumplir en cada proceso anual de transmisión. Así, la exclusión del Proyecto de ampliación en S/E Epuleufu 220 kV tiende a ser más bien discriminatoria en comparación a proyectos similares contenidos en planes de expansión de la transmisión y que tienen el mismo propósito.<br><br>En razón de lo anterior, se solicita que la CNE considere el proyecto | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | "Ampliación en S/E Epuleufu 220 kV (IM)" ya que este proyecto cumple con lo establecido en la Ley, Reglamento de Planificación y criterios del ITP. | | |

# Anexos Empresa 07

*Figura 18: Emplazamiento S/E Epuleufu 220/66 kV*

*Figura 19*

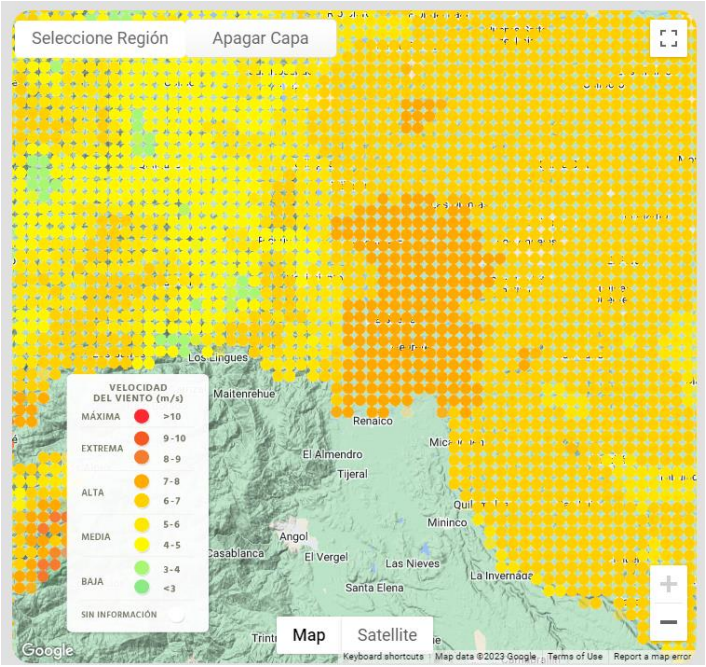
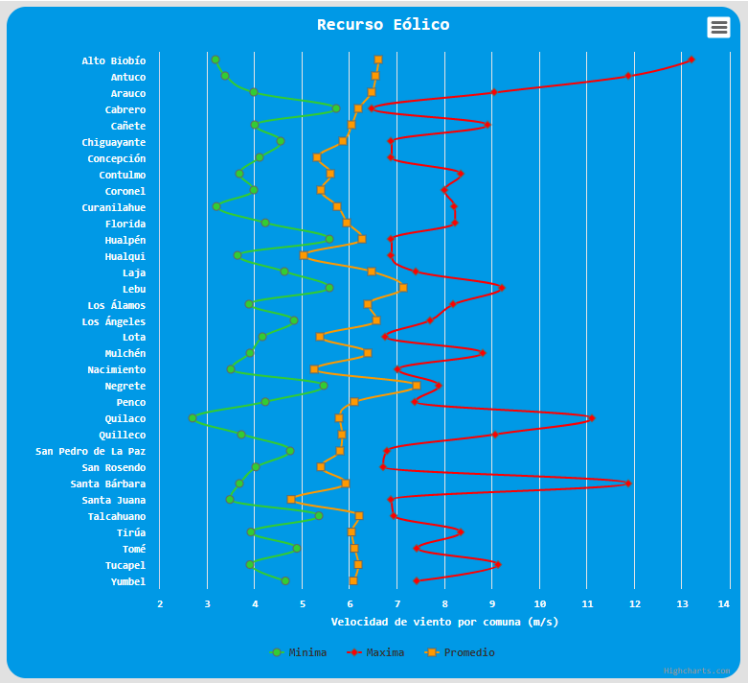

Seleccione Región
Apagar Capa
VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
MÁXIMA >10
EXTREMA 9-10
8-9
ALTA 7-8
6-7
MEDIA 5-6
4-5
BAJA 3-4
<3
SIN INFORMACIÓN
Los Lingues
Maitenrehue
Renaico
El Almendro
Tijeral
Mininco
Angol
Casablanca
El Vergel
Las Nieves
La Invernada
Santa Elena
Map
Satellite
Google
Keyboard shortcuts
Map data ©2023 Google
Terms of Use
Report a map error

*Figura 20*


Recurso Eólico
Alto Biobío
Antuco
Arauco
Cabrero
Cañete
Chiguayante
Concepción
Contulmo
Coronel
Curanilahue
Florida
Hualpén
Hualqui
Laja
Lebu
Los Álamos
Los Ángeles
Lota
Mulchén
Nacimiento
Negrete
Penco
Quilaco
Quilleco
San Pedro de La Paz
San Rosendo
Santa Bárbara
Santa Juana
Talcahuano
Tirúa
Tomé
Tucapel
Yumbel
2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14
Velocidad de viento por comuna (m/s)
Minima
Maxima
Promedio
Highcharts.com

# E08 – AJTE

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 08-1 | 1-Ampliación en S/E Roncacho | Dentro de los proyectos propuestos en el ITP del Plan de Expansión 2022 no se considera el proyecto "Ampliación en S/E Roncacho". A nuestro entendimiento, esta obra es relevante dado la gran cantidad de solicitudes, que supera ampliamente la cantidad de posiciones disponibles en la S/E Roncacho. En total, las solicitudes para conexión en esta subestación son cuatro que se encuentran en etapa de elaboración del Informe de Autorización de Conexión Preliminar, dos rechazadas y dos grandes proyectos con almacenamiento en espera (Alwa II de Celeo y Celda Solar de Colbún), y solamente existen cuatro posiciones disponibles en dicha subestación. Asimismo, se espera que sigan apareciendo nuevos proyectos en la zona, dada el alto potencial de generación que existe en la zona y las licitaciones que ha realizado el Ministerio de Bienes Nacionales.<br><br>Por otra parte, el Decreto Exento N°231 que fija la obra S/E Roncacho es ambiguo en su redacción, de la cual se puede interpretar que reserva dos posiciones para el segundo circuito de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte | Se solicita incorporar en este plan de expansión la obra de ampliación "Ampliación en S/E Roncacho" cuya cantidad de posiciones debe ser igual a cuatro en la sección de obras de ampliación asociadas al Sistema de Transmisión Nacional. | No se acoge la observación.<br><br>No se recibieron propuestas de ampliación para la S/E Roncacho con motivo del proceso de expansión en curso, de modo que no resulta posible analizar la necesidad de su incorporación a partir de los antecedentes presentados en esta instancia de observaciones. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | – Parinacota, obra que aún no está propuesta en ningún Plan de Expansión, pero que debiera gatillarse en el futuro, considerando además la alta demanda de proyectos de generación que necesitarán evacuar su energía hacia otras zonas del sistema eléctrico.<br><br>Asimismo, dado los breves tiempos de desarrollos de los proyectos de generación es necesario que la obra sea considerada en este Plan de Expansión para que los proyectos se puedan conectar a tiempo. Específicamente, la obra debe considerar otras cuatro posiciones adicionales, considerando la demanda de solicitudes de proyectos de generación que se encuentran en la zona, los que se podrían ver beneficiados por esta obra de ampliación. El no considerar esta obra de ampliación implicará que muchos proyectos no podrán conectarse en la zona, incumpliendo el criterio de acceso abierto establecido en la LGSE.<br><br>Por lo tanto, se solicita incorporar en el presente plan de expansión la obra de ampliación “Ampliación en S/E | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Roncacho” con cuatro posiciones que permitan la conexión de nuevos proyectos de generación. | | |

# E09 – EDF

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 09-1 | 1.- Numeral 7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico | El perfil fotovoltaico de la zona norte (pu) del mes de diciembre (Figura 7.3) esta adelantado en una hora respecto a los otros meses. | Se solicita actualizar información y confirmar que los análisis consideraron el perfil de generación adecuado. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Los análisis desarrollados durante el presente proceso consideraron el perfil de generación adecuado. Asimismo, se corrige Figura 7.3 del informe, para no inducir a error. |
| 09-2 | 2.- Numeral 7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico | El perfil fotovoltaico de la zona centro (pu) no representa el comportamiento de las centrales con sistema de seguimiento actualmente en operación. | Se solicita confirmar qué efecto tendría un perfil con sistema de seguimiento (ejemplo: mayor oferta de ERNC a entregar necesidad de mayor capacidad). | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado en el informe, la metodología empleada para la representación de los perfiles solares considera la determinación de un perfil referencial en 3 zonas geográficamente definidas, a partir de centrales existentes con más de un año de operación en el Sistema. Lo anterior se realizó a partir del análisis de los perfiles de generación de las centrales solares operando en el Sistema y que cuentan con estadística, incluyendo aquellas que cuentan con sistema de seguimiento.<br><br>En vista de lo indicado, los perfiles empleados de acuerdo con la metodología utilizada son el |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | resultado de dichos análisis, y por lo tanto, se considera como representativos para efectos de las evaluaciones en el plan de expansión. |
| 09-3 | 3.- Numeral 7.3.4.4 Escenario 2 | El plan de obras de generación denominado "Escenario 2" considera baterías de Carnot para el año 2026, mientras que en la Tabla 7.12 se indica que el Escenario 2 considera el desarrollo de centrales Diésel. | Se solicita aclarar cuál tecnología se considera. | Se acoge la observación.<br><br>Se corrige la tabla 7.12, aclarando las tecnologías consideradas. |
| 09-4 | 4.- Numeral 7.3.4.2 Distribución del parque de generación | Actualmente, en acceso abierto y en proceso de conexión existen proyectos que consideran sistemas de almacenamiento con BESS, y que entraran en operación antes del 2024. No obstante, en los escenarios de generación recien se considera el ingreso de BESS hasta el año 2026. | Se solicita aclarar si fueron considerados estos proyectos en el análisis. ¿Cuál es la premisa para considerar 2026 ingreso de BESS y no antes o después? | Se acoge la observación.<br><br>El hecho de considerar proyectos de tecnología BESS a partir del año 2026, corresponde a un supuesto que corresponde a la etapa de elaboración de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión. Dichos escenarios toman como premisa que el modelo de inversiones utilizado arroja como resultado cuál es el momento óptimo para incorporar capacidad instalada adicional, adoptando esa decisión en el presente, por lo cual, se considera razonable que si la decisión se toma durante el año 2022, la infraestructura se materialice a partir de 2026. Naturalmente, esto |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | puede ser ajustado con motivo de los análisis a desarrollar en procesos siguientes, si existen antecedentes que den cuenta de la pertinencia de realizar dichos ajustes. |
| 09-5 | 5.-3.1.2 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM) | En la S/E Algarrobal se tiene:<br>- Parque FV Sol de Vallenar de 250 MW Declarado en construcción, y<br>- Algarrobal MRP de 250 MW,<br>- Parque Fotovoltaico Miraflores 270 MW,<br>- Parque Fotovoltaico Algarrobal de 200 MW,<br>- Desierto de Atacama de 475 MW,<br>- Parque Fotovoltaico Ceibo 280 MW, todos autorizados para declararse en construcción de acuerdo a la información de Accceso Abierto del Coordinador.<br>De esta forma, al año 2025 existirán 1725 MW en operación fotovoltaicos en la S/E Algarrobal 220 kV. Con la ampliación de barras propuesta se generarán 6 posiciones para nuevos proyectos, por lo que podria aumentar la capacidad instalada hasta unos 3000 MW. No obstante la capacidad de los circuitos Algarrobal-Maitencillo es de 295 MVA por circuito. | Se sugiere considerar un refuerzo en el sistema de transmisión 3x220 kV Algarrobal-Maitencillo, Tercer circuito 1x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo y Ampliación en la S/E Nueva Maitencillo (NTR 500/220 kV) para poder aprovechar la energía renovable inyectada al sistema en el nodo Algarrobal y llevarla a los centros de consumo mediante el corredor 500 kV. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento a los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una sensibilidad a los EGPT, considerando la instalación de 1475 MW de capacidad de generación adicional en S/E Algarrobal, con el propósito de analizar la robustez de la decisión de no incorporar en el plan de expansión la obra en cuestión. Así, de los resultados obtenidos se concluye que, incluso en la condición señalada, no resulta eficiente incorporar la obra en el presente plan de expansión.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| 09-6 | 6.- 8.3.17 Nueva S/E Patagual | El plan de descarbonización impulsado por el Ministerio de Energia tiene por objetivo el cese de la operación las centrales termoeléctricas antes del 2040. Particularmente, en la zona Coronel se encuentran las centrales TER Santa María 345 MW y Bocamina II 320 MW que abastecen la demanda del gran Concepción. Por otro lado, existe un alto potencial ERV en las regiones Maule y Ñuble (zona costa) y que podrá incorporarse al SEN a traves de alguna subestación del nuevo corredor 2x220 kV Mataquito-Hualqui. A su vez, la S/E Hualqui se conecta con la S/E Lagunillas mediante una linea de simple circuito 1x220 kV de capacidad 380 MVA. | Se sugiere considerar el refuerzo o tendido del segundo circuito de la Linea 1x220 Lagunillas - Hualqui - Charrua para aprovechar el alto potencial de ERV en las regiones Maule y Ñuble (zona costa) para abastecer la demanda de Concepción. | No se acoge la observación.<br><br>Si bien el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV otorga suficiencia y seguridad al sistema de transmisión de 220 kV, la S/E Patagual ofrece beneficios adicionales, tales como aumentar la resiliencia del sistema ante incendios forestales o atentados a las torres de transmisión, además de permitir un punto de conexión para futuros proyectos eólicos en la bahía de Lebu. |
| 09-7 | 7.- 8.1.1 Energización en 500 kV Sistema de transmisión zona centro - sur | Si bien existe un refuerzo importante en el sistema de 500 kV desde Tineo a Entre Rios, el corredor 2x220 kV Tineo - Pichirropulli no cuenta con la capacidad suficiente para evacuar el potencial renovable entre Puerto Montt y Valdivia.<br>Particulamente, en la S/E Frutillar Norte, se tiene:<br>- Puelche Sur de 156 MW, en operación y<br>- PE Atenas de 150 MW<br>- Playa Maqui 115 MW | Se sugiere considerar el cambio de conductor de la linea 2x220 kV Tineo - Frutillar Norte - Rahue - Pichirropulli para aprovechar la energia renovable de la zona. Adicionalmente, robustecer la S/E Pichirropulli | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento a los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una evaluación parcial del cambio de conductor propuesto en la observación, con el propósito de analizar su robustez. Del análisis anterior, se identifica que la obra puede ser postergada, toda vez que presenta beneficios con posterioridad a la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | - PE Vientos del Lago 150 MW<br>- PE Frutillar 179,8 MW<br>- PE Bellavista 120 MW<br>todos en trámite de Accceso Abierto del Coordinador. | | entrada en operación del proyecto Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur. De esta forma, la incorporación de esta alternativa u otras serán analizadas en siguientes planes de expansión.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

# E10 – Acciona

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 10-1 | Aplicable para obras en el contexto de la Energización en 500 kV del Sistema de Transmisión Zona Centro Sur (3.1.6; 3.1.7; 3.1.12; 3.1.13; 3.1.14; 3.1.15; 3.1.16; 3.1.17; 3.2.4; 3.2.6; 3.2.7), Apoyo al gran Santiago (3.1.5; 4.1.10; 4.1.11; 4.1.12; 4.1.13; 4.2.5), Apoyo al gran Concepción (3.1.8; 3.1.9; 3.1.10; 3.2.5; 4.1.15; 4.1.16; 4.1.19; 4.2.8; 4.1.9; 4.2.10; 4.2.11), obras en la V Región (3.1.3; 4.1.6; 4.1.8; 4.2.1; 4.2.2; 4.2.3; 4.2.4) y Sistema de Control de Flujos Las Palmas - Centella (3.2.2) | Es relevante que durante la construcción de la obras en el contexto de la Energización en 500 kV del Sistema de Transmisión Zona Centro Sur, Apoyo al gran Santiago, Apoyo al gran Concepción, obras en la V Región y Sistema de Control de Flujo, tanto el Ejecutante como el Coordinador deben tener presente que la operación económica y la seguridad del sistema no deben verse afectadas, el impacto debe ser el mínimo posible.<br>La importancia de que esto quede estipulado es debido a que los conjuntos de obras se ubican en áreas críticas, en particular están en zonas con altos retiros (Centro hasta el Sur) y que en el último tiempo la operación ha sido compleja (Concepción y zona Centro - Sur). Además, el Sistema de Control de Flujo se emplaza en una zona de alta generación renovable que se ve expuesta a vertimientos. | En el siguiente párrafo contenido en la descripción de las obras, agregar el texto en negrita: "A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones. También, la construcción del proyecto deberá tener el menor impacto posible en la operación económica y la seguridad del sistema eléctrico." | No se acoge la observación.<br><br>Esta Comisión estima que el objetivo que se busca lograr al incorporar en la descripción de la obra la frase indicada en la observación, se encuentra cubierto por la normativa legal, reglamentaria y técnica aplicable, en general, al funcionamiento del Sistema Eléctrico, y en particular, a la etapa de construcción de las obras de expansión, normativa cuyo aplicación corresponde al Coordinador y eventualmente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en caso de infracción a la misma.<br>Por lo anterior, esta Comisión considera innecesario incluir la frase en comento en la descripción de las obras. |
| 10-2 | 3.2.7.2 y Tabla 3.4 | Considerando que la obra "Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli" absorberá todos los avances del Estudio de Franjas "Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV" y "Nueva línea | En 3.2.7.2: "El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 72 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley." | No se acoge la observación.<br><br>Los plazos constructivos de las obras de expansión no contemplan dentro de éstos el desarrollo del Estudio de Franjas (EdF), sino que |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV" y que en palabras de la CNE durante el Webinar realizado el 10/03/2023 se espera que dicho Estudio finalice durante el presente año (es decir, cuando se publique el Decreto del Plan de Expansión 2022 el tramo Digüeñes - Nueva Pichirropulli ya tendrá un grado de progreso) , el plazo otorgado de 84 meses (mismo plazo que las obras reemplazadas) resulta excesivo, por lo que se propone una disminución a 72 meses. | En Tabla 3.4 cambiar en obra N° 7, columna "Plazo Constructivo (meses)" a 72 . | corresponden a plazos que se cuentan desde la publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto de adjudicación. Dado lo anterior, considerando que la obra original (Plan 2017) se encuentra en etapa de EdF y que, por lo mismo, no ha sido licitada, esta no poseerá ningún grado de avance como el señalado en la observación. Asimismo, a la fecha no se poseen antecedentes que permitan concluir respecto de la pertinencia de reducir el plazo originalmente considerado para el desarrollo de la obra, de modo que no será modificado con motivo de la emisión del ITF del presente proceso de expansión. |
| 10-3 | 5.1.1.1 | Dado que las obras "Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV" y "Nueva línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV" serán reemplazadas por "Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli", "Nueva SE Digüeñes" y "Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli", considerando que las obras descartadas fueron propuestas para el | "Reemplácese las obras de expansión descritas en el numeral 1.1 y 1.2 del artículo segundo del Decreto 4/2019, "NUEVA LÍNEA 2x500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV" y "NUEVA LÍNEA 2X500 KV CIRUELOS - PICHIRROPULLI, ENERGIZADA EN 220 kV", modificada por lo indicado en el numeral 3.2.1 del artículo primero del Decreto 200/2022, por las obras descritas en los numerales 3.2.4, 3.2.6 y 3.2.7 del presente informe técnico, en | No se acoge la observación.<br><br>Tal como se indicó en el ITP, las modificaciones incorporadas a las obras que se encuentran actualmente en Estudio de Franja han sido debidamente comunicadas al Ministerio de Energía, realizándose las coordinaciones necesarias para efectos de asegurar que éstas no |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Plan de Expansión 2017 y que ya se encuentran en Estudio de Franjas, es importante recalcar que el avance a la fecha se traspase a las nuevas obras, ajustando los aspectos que fuesen pertinentes, para así no demorar aún más dicho corredor que conectará la zona sur con el centro-norte del sistema. | términos de su título, descripción, fecha de entrada en operación, valor de inversión referencial y condiciones para su licitación y adjudicación, además de considerar el avance existente del Estudio de Franjas de las obras reemplazadas para el proceso de Estudio de Franjas de las obras nuevas." | interfieran con el curso del referido estudio, y que las conclusiones del mismo resulten válidas para las obras modificadas. |
| 10-4 | 5.1.1.2 | Dado que las obras "Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV" y "Nueva línea 2x500 kV Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV" serán reemplazadas por "Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli", "Nueva SE Digüeñes" y "Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli", considerando que las obras descartadas fueron propuestas para el Plan de Expansión 2017 y que ya se encuentran en Estudio de Franjas, es importante recalcar que el avance a la fecha se traspase a las nuevas obras, ajustando los aspectos que fuesen pertinentes, para así no demorar aún más dicho corredor que conectará la zona sur con el centro-norte del sistema. | Párrafo 1: "La modificación a la obra se justifica en los resultados de los análisis realizados con motivo del presente proceso de planificación anual de la transmisión, los que dan cuenta de la pertinencia de realizar la energización en 500 kV lo antes posible, sin una etapa previa en 220 kV. Esta misma premura conlleva a que los avances en la etapa de Estudio de Franjas de las obras en 220 kV del Decreto 4/2019 reemplazadas por las obras mencionadas en este informe sean traspasados y ajustados según corresponda al nuevo corredor en 500 kV. Asimismo, se opta por esta modificación en desmedro de la incorporación de una obra de ampliación que la complemente, con el propósito de capturar eficiencias en términos de economías de escala y ámbito en su ejecución, así como la generación de condiciones de mayor competencia en su proceso de licitación y adjudicación, en | Ver respuesta a la observación 10-3. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | atención a la ampliación del alcance de la obra." | |
| 10-5 | 7.3.5 | Las Tablas 7.14 y 7.15 que corresponde al Costo del Carbón y Crudo Brent utilizado para la modelación del SEN son idénticas. | Corregir Tablas 7.14 y 7.15 según corresponda y acorde a los valores utilizados en el análisis descrito en el documento. | Se acoge la observación.<br><br>Se corrigen tablas 7.14 y 7.15 del informe. |

# E11 – Colbún SA

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 11-1 | 3.1.6 Tendido Segundo Circuito Línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa | Se define un plazo constructivo de 54 meses para una obra que el tendido de un segundo circuito sobre estructuras ya construidas y de longitud aproximada de 200 km. En procesos anteriores, para obras similares se asignaba un plazo estimado de 48 meses. | 3.1.6.2 Entrada en operación.<br><br>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, cabe señalar que existen motivos fundados para la consideración de plazos superiores a los que habitualmente se han incorporado en los procesos de expansión, en atención a cambios en los procesos de obtención de permisos sectoriales y en la evaluación de impacto ambiental de los proyectos.<br><br>Adicionalmente, los análisis realizados muestran que la necesidad de contar con la obra en cuestión viene de la mano con la entrada en operación de la obra Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes, la cual tiene un plazo de ejecución superior, por lo que parece adecuado mantener el plazo establecido en el ITP para la obra observada, toda vez que este entrega holguras para la ejecución de la obra, pudiendo ser gestionado por el contratista para efectos de materializar la obra en forma exitosa. |
| 11-2 | 3.1.9 Seccionamiento de línea 2x220 kV | Se define un plazo constructivo de 54 meses para una subestación | 3.1.9.2, 3.1.10.2 y 3.2.5 Entrada en operación. | No se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV<br><br>3.1.10 Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual<br>3.2.5 Nueva S/E Patagual | seccionadora de 6 diagonales de 220 kV. En procesos anteriores, para obras similares se asignaba un plazo constructivo de 36 meses, como por ejemplo la S/E Parinas, de 6 diagonales en 500 kV y 5 en 220 kV. | El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. | En primer lugar, cabe señalar que existen motivos fundados para la consideración de plazos superiores a los que habitualmente se han incorporado en los procesos de expansión, en atención a cambios en los procesos de obtención de permisos sectoriales y en la evaluación de impacto ambiental de los proyectos.<br>Por otra parte, es conveniente relevar la existencia de incentivos para la entrada en operación anticipada de la obra, con el propósito de adelantar la recepción de la respectiva remuneración, de modo que resulta adecuada la entrega holguras de plazo de ejecución al adjudicatario, con el fin de que éste las gestione de la mejor manera a efectos de materializar la obra en forma exitosa, toda vez que se mantienen acotados los riesgos por posibles atrasos y, con ello, su eventual traspaso a los costos de la obra. |
| 11-3 | 3.2.4 Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes | Se define un plazo constructivo de 60 meses para una línea de transmisión de aproximadamente 80 km. En procesos anteriores, para obras | 3.2.4.2 Entrada en operación.<br><br>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 48 | Ver respuesta a la observación 11-2. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | similares se asignaba un plazo constructivo de 48 meses, como por ejemplo, la futura línea 2x500 kV Parinas – Likanantai, energizada en 220 kV (de mayor longitud). | meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. | |
| 11-4 | 3.2.6 Nueva S/E Digüeñes | Se define un plazo constructivo de 54 meses para una subestación seccionadora de 6 diagonales de 500 kV y 8 de 220 kV. En procesos anteriores, para obras similares se asignaba un plazo constructivo de 36 meses, como por ejemplo la S/E Parinas, de 6 diagonales en 500 kV y 5 en 220 kV. | 3.2.6.2 Entrada en operación.<br><br>El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley. | Ver respuesta a la observación 11-2. |

# E12 – E-Fern

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 12-1 | Sección 4.1.22 “Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)”. Subsección 4.1.22.1 “Descripción general y ubicación de la obra” | Si bien estas modificaciones mejoran el estándar de suficiencia y seguridad de los Clientes Regulados conectados en Villarrica en el nivel de voltaje de MT de la SPD (subestación primaria de distribución), se observa la necesidad de replicar este estándar en el nivel de tensión de 66 kV de esta misma barra. En efecto, la barra de 66 kV de la subestación Villarrica posee un estándar de seguridad que dista bastante de nuevas subestaciones o ampliaciones en este mismo nivel de tensión. Lo anterior cobra relevancia para disponer de un esquema de barras en 66 kV que permita diferenciar dos secciones tanto para el tramo de transmisión 2x66 kV Loncoche – Villarrica y la doble transformación futura 66 kV/23 kV. Con esto, futuras fallas en la barra de 66 kV no se propagan a ambos transformadores de poder.<br><br>Como beneficio adicional a esta modificación en el alcance, resultaría relevante poder habilitar espacios futuros para conexión de diversos proyectos de generación en este punto del sistema dado su alto potencial de desarrollo de energías renovables que aportarían con mejorar los índices de calidad de servicio de la zona Loncoche – Villarrica – Pucón. | Se solicita reemplazar el segundo párrafo del Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2022, específicamente en la sección 4.1.22.1por el siguiente:<br><br>"Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra tanto en los niveles de tensión 66 kV y 23 kV. La configuración del patio 66 kV corresponderá a barra simple seccionada y deberá contemplarse la normalización de ambos circuitos de la línea 2x220 kV Loncoche – Villarrica, así como la conexión de ambos equipos de transformación 66/23 kV, en secciones de barras distintas. La nueva sección de barras deberá contemplar el espacio para albergar al menos 2 nuevas posiciones para la conexión de futuros proyectos. Por su parte el patio de 23 kV tendrá configuración barra simple y se contempla la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se modifica el alcance de la obra, incorporando elementos adicionales que permitan mejorar el estándar de la instalación de transmisión, los que no contemplan la totalidad de lo solicitado en la observación, en atención a motivos de falta de espacio físico para su materialización, así como por consideraciones de tipo técnico-económico. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.” | |

# E13 – Transemel

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 13-1 | 4.1 Obras de Ampliación, sistema A; págs 42-44 | La línea Cóndores - Cerro Dragón está construida con estructuras de doble circuito por lo que se permite la habilitación de un segundo circuito entre ambas Subestaciones, utilizando las mismas estructuras.<br><br>La habilitación del segundo circuito entrega maniobrabilidad y flexibilidad a las desconexiones de las 3 subestaciones, aportando en la seguridad de suministro de las comunas de Iquique y Alto Hospicio. Decretar una obra de estas características en conjunto con el seccionamiento ya propuesto podría traer sinergias constructivas y económicas relevantes, por lo que consideramos que la propuesta planteada por la Comisión puede ser complementado con esta obra, la cual fue propuesta por Transemel de una manera similar durante el proceso del Plan de Expansión 2021 (se adjunta obra presentada).<br><br>Ver Figura 21, Figura 22 y Figura 23. | Proponemos que como complemento a las obras de ampliación del Sistema A, se considere el tendido del segundo circuito de la línea Cóndores - Cerro Dragón 110kV (directo entre dichas S/E sin pasar por Alto Hospicio), con las obras asociadas que permitan la conexión del proyecto, vale decir:<br><br>*1 paño de conexión en 110kV SE Cóndores<br>*2 paños de conexión en 110kV Cerro Dragón | Ver respuesta a la observación 17-2. |
| 13-2 | ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS; pág 21-22, ID88 | En el Anexo N°1, ID88 - ID Obra 17-01, la Comisión no recomienda la obra propuesta por Transemel porque no se habrían dado niveles de tensión fuera | Proponemos considerar un equipo de control de reactivos en la barra de 220kV en SE Parinacota, que facilite la sincronización de las instalaciones | Se acoge parcialmente la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de norma en la barra de 220kV de SE Parinacota, en condiciones de operación esperadas para estado normal.<br><br>Respecto al análisis realizado por la Comisión, debemos constatar lo siguiente:<br><br>*Existen inconsistencias en la base de DigSilent expuesta por el CEN, ya que el Proyecto Arica I tiene aprobada su solicitud de acceso abierto en 66kV (se simuló en 220kV) con una potencia de 49,9MW (simulado con 26MW). Asi mismo, el conductor de la línea 1x220kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota fue modelado con un conductor que no coincide con el reportado en infotécnica del CEN.<br><br>*Realizando los ajustes anteriormente mencionados en la base de DigSilent, se tiene que la barra 220kV de Parinacota presenta una sobretensión en la barra que excede los valores de operación exigidos en la NTSyCS (aporte de reactivos de las líneas Cóndores-Parinacota y Nva. Pozo Almonte - Parinacota), lo cual podría ser compensado con el retiro de | referenciadas y que aporte en el control de tensión del sistema. | De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, a la fecha de entrada en operación de la obra, y en condiciones de nulo tránsito de potencia por las líneas que conectan la S/E Parinacota con el resto del SEN (hacia el sur), las barras de dicha instalación presentarían valores de tensión elevados, pero dentro de lo permitido por la NTSyCS.<br><br>No obstante lo anterior, esta Comisión considera que se debe incorporar equipamiento para el adecuado control de tensión en este nodo extremo del Sistema, por lo que se pretende revisar nuevamente la problemática con motivo del siguiente proceso de expansión, de modo de contar con mayor claridad respecto del resultado de la licitación de la infraestructura para la prestación del servicio complementario de control de tensión que actualmente está desarrollando el Coordinador, y con ello dimensionar adecuadamente la solución en caso de ratificarse su necesidad en ese nuevo escenario. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | reactivos del orden de 50MVAr para volver a un nivel de tensión de 1 PU.<br><br>*Paralelamente, se evaluó la conexión del segundo circuito de la línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota, donde el requerimiento de compensación reactiva se incrementa por las sobretensiones en la barra (del orden de 1,09 PU).<br><br>*Como antecedente adicional, existen proyectos con solicitudes de conexión a la SE Parinacota, lo que (de concretarse) incrementaría el aporte de reactivos en la subestación.<br><br>*Los análisis mencionados anteriormente corresponden a evaluaciones estáticas. Sin embargo, la propuesta fue concebida también, desde el inconveniente operacional que tiene la subestación para disponer de la conexión de la línea a SE Nva Pozo Almonte (que actualmente opera abierta, por la imposibilidad de sincronización y sobretensiones que se producen). Donde se han registrado sobretensiones del orden de 270kV en el extremo de la línea al momento de intentar sincronizar en Parinacota, lo | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cual ha imposibilitado su operación.<br><br>*Un proyecto que logre un control de reactivos en la barra de 220kV de Parinacota permitiría facilitar la sincronización en SE Cóndores y SE Nva Pozo Almonte respectivamente, de las líneas que hoy, con más de 200 km de longitud, presentan un desafío operacional a la hora de conectarse.<br><br>Se adjunta Informe con el resumen de los escenarios simulados para complementar lo expuesto. | | |
| 13-3 | ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS; pág 22, ID89 | En el Anexo N°1, ID89, la Comisión no recomienda la obra propuesta por Transemel por complejidades desde el punto de vista constructivo, debido a la falta de elementos de maniobra y redundancias que permitan ejecutar las obras sin desmedrar las condiciones de abastecimiento de la zona. Se destaca que la propia Comisión indica que "la obra cumpliría con el propósito planteado".<br><br>De lo anterior, lo podemos analizar de manera separada para las obras que se realizarían en cada uno de los niveles de tensión de la SE Esmeralda: | A partir de las observaciones expuestas, se propone incorporar la obra propuesta por Transemel al Plan de Expansión 2022 para mejorar la condición de seguridad de la zona, dado que la solución planteada cumple con dicho propósito. | No se acoge la observación.<br><br>El hecho de que una propuesta de expansión cumpla con un propósito no significa que ésta corresponda a la mejor alternativa que exista para ello, en consideración a todos los análisis que se deben realizar y los criterios que se deben aplicar en el proceso de planificación, en conformidad a lo establecido en el Reglamento. En este caso en particular, no se ha demostrado con claridad la pertinencia de incorporar la obra propuesta, de acuerdo a los análisis y criterios antes referidos. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | En el caso de la extensión de la barra principal y la incorporación de la barra de transferencia, es posible desconectar la barra de 220kV, dado que la barra de 110kV es posible alimentarla desde las líneas provenientes de Guardia Marina y Tap Off Uribe (flujos provenientes de SE Capricornio), como se constata en las desconexiones solicitadas por Transelec para faenas en la línea Atacama-Esmeralda, respaldado en las Solicitudes de Desconexión N° 2023001118, 2022096809, 2022096803, 2022096800, 2022096210, 2022096206, 2022096203, 2022090202, 2022032065, 2022025801, 2022017017, 2022009666 (se adjunta respaldo); todas cargadas en el Sistema Neomante del Coordinador. Como alternativa, es posible realizar las maniobras de conexión con la barra energizada en caso de no ser factible la desconexión. Tal como menciona la Comisión, esto no desmedra las condiciones de abastecimiento de la zona, asociado a la falta de elementos de maniobra y redundancias. El beneficio de la obra justifica su desarrollo. | | Sin perjuicio de ello, la información entregada con motivo de la observación se revisará con el nivel de profundidad requerido durante el proceso de expansión 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | En el caso de 110kV, es posible evaluar alternativas constructivas que permitan minimizar las desconexiones que puedan ser requeridas en los alimentadores que llevan a las subestaciones Sur y Centro. Considerar que las características del proyecto son similares a obras aprobadas en planes de expansión anteriores, como la Amplilación en SE Parinacota (NUP877, particularmente la construcción de la barra de transferencia en 66kV) y la Ampliación en SE Calama (NUP1104, con la construcción de la barra de transferencia en 110kV)<br><br>Como alternativa, es posible realizar maniobras de conexión con líneas energizadas, las cuales han sido aprobadas con anterioridad por el Coordinador<br><br>De todo lo anterior, Transemel no visualiza complejidades desde el punto de vista constructivo que no puedan ser resueltas con una apropiada preparación y coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |

# Anexos Empresa 13

*Figura 21*

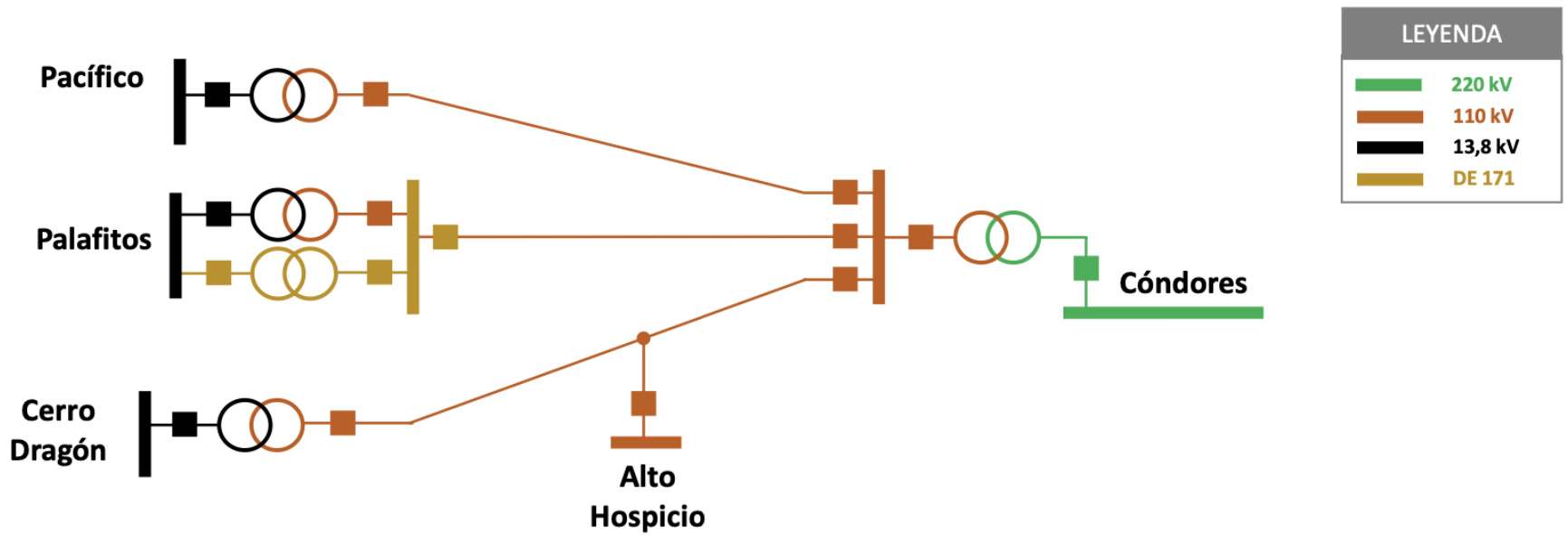


*Figura 22*

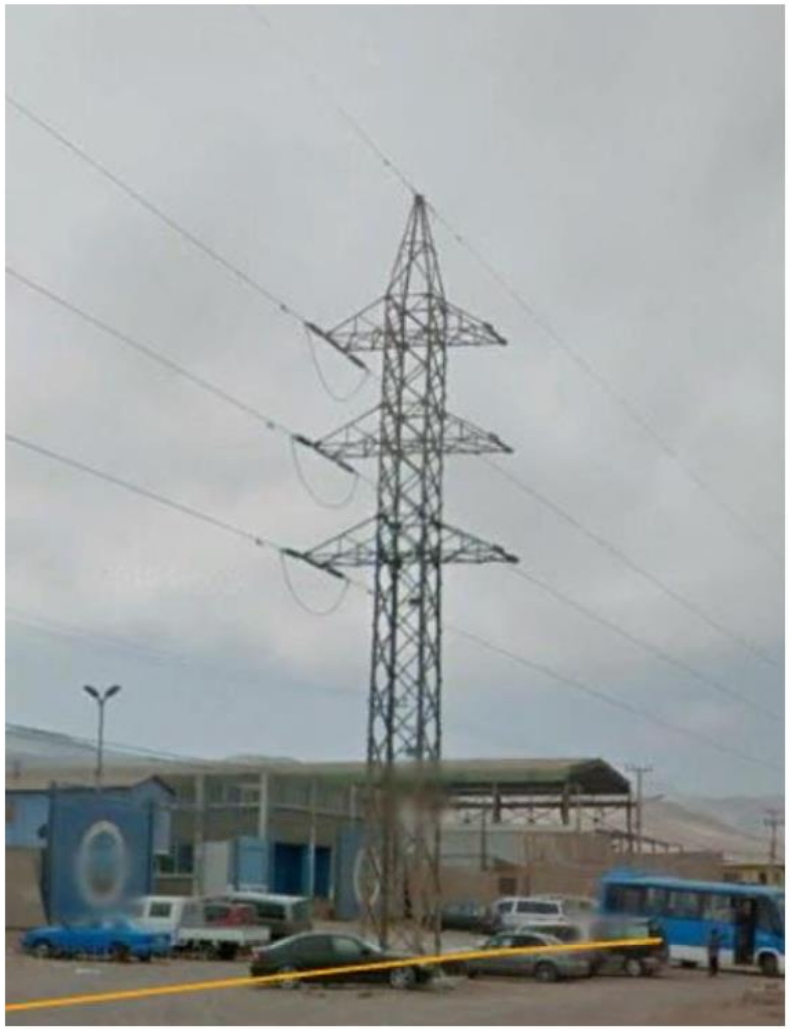


*Figura 23*

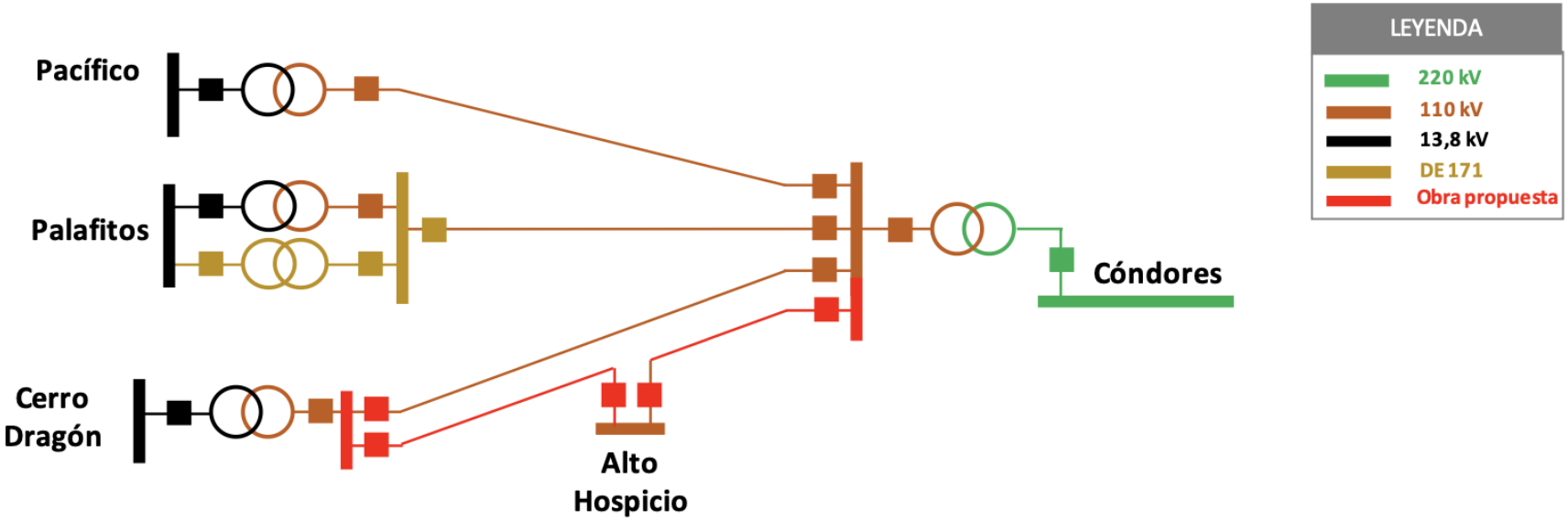



*Figura 3: Configuración futura considerando la obra de ampliación propuesta.*

# E14 – ABSA

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 14-1 | 3.1.9 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) | 1) Esta obra propuesta se justifica en el ITP por el abastecimiento de la demanda de la zona de Concepción y del Sistema Nacional: En el ITP 2022 se sostiene la necesidad de ejecutar esta obra de expansión como una forma eficiente de solucionar el problema de abastecimiento a Concepción. El problema de abastecimiento estaría provocado por las limitaciones de transporte de la Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, el desarrollo del apoyo a Concepción basado solo en la subestación Patagual generará una serie de efectos negativos los cuales no fueron estudiados y ni menos contemplados en el ITP 2022.<br><br>Si bien el ITP propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Arauco MAPA-Lagunillas 220 kV, de modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción, lo cierto es que este efecto no se producirá en los términos de eficiencia indicados en el estudio ya que la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas está asociada a una serie de proyectos de generación de Arauco, todos debidamente informados a la CNE, que significarán el uso del total de la capacidad de dicha línea, es decir 590 MWA (condición N). Los referidos proyectos de generación son los siguientes: (1) Planta de Celulosa Arauco MAPA (166 MW) que se encuentra pronta a entrar en servicio; (2) El Parque Eólico Viento Sur I (215 MW) que tiene RCA aprobada; y (3) Viento Sur II (200 MW) en etapa de desarrollo del proyecto, a los que identificaremos en adelante como Proyectos Arauco.<br><br>De igual forma, el ITP 2022 no contempla en su análisis qué pasará en la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas cuando, además, de los Proyectos de Arauco, sea usada por la energía de la Central Santa María (350 MW).<br><br>El ITP 2022 indica que se ampliará la capacidad de la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas a 500 MVA por circuito, pero dicha | Posponer la obra "SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM)", propuesta en el punto 3.1.9 del Informe Técnico Preliminar para el siguiente estudio con la finalidad que sea debidamente estudiada. | No se acoge la observación.<br><br>Si bien el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV otorga suficiencia y seguridad al sistema de transmisión de 220 kV, la S/E Patagual ofrece beneficios adicionales a dicha obra, tales como aumentar la resiliencia del sistema de transmisión ante incendios forestales o atentados a las torres de transmisión, además de habilitar un punto de abastecimiento para futuros proyectos eólicos en la bahía de Lebu.<br><br>Adicionalmente, a partir de los antecedentes presentados, no se encontró evidencia respecto de la necesidad inminente de desenergizar la S/E MAPA y, con ello, la industria que de ella se alimenta, con motivo de la ejecución de las obras del seccionamiento de la línea 2x220 kV Lagunillas - MAPA en la futura S/E Patagual. Asimismo, no se visualizan inconvenientes derivados de las eventuales inyecciones de generación provenientes de la central Santa María en conjunto con la producción de la planta MAPA y los posibles proyectos eólicos que allí se conecten, toda vez que los flujos de potencia se |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | modificación únicamente implicaría un cambio en los estándares de seguridad de la misma, para llevarla al estándar N-1, lo que, en la práctica, disminuye la capacidad real de transporte a 500 MVA. En este sentido, el aparente "aumento" de la capacidad no tiene como efecto un aumento efectivo de la capacidad de transporte, sino que es un mero mejoramiento en los estándares de seguridad de dicha instalación.<br><br>Otro ejemplo de los efectos negativos de la obra propuesta que no son analizados en el ITP 2022, es la obra propuesta denominada S/E Vado Pedregoso que se conecta a la S/E Arauco Mapa, la cual, eventualmente capturará el supuesto Potencial Eólico de la zona, cuantificado en unos 500 MVA. En ese caso, dicha energía (500 MVA) no podría ser transportada por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual por estar copada con los proyectos de Arauco, e, incluso, bajo el supuesto -hipotético- que fuera posible transportar esta energía por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual llegando a la S/E Patagual, en tal caso, se produciría una congestión de Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas.<br><br>Todos estos efectos negativos no contemplados en el ITP 2022, muestran que los efectos reales de ejecutar la obra propuesta no están contemplados en el ITP 2022 y que muchos de ellos significarían un grave perjuicio para el sistema eléctrico de la zona y no producirían los efectos positivos en los términos planteados por el informe. Cabe agregar que en realidad el Potencial Eólico descrito en el ITP 2022 está ubicado más al sur en Lebu, tal como lo indica la propuesta de Acciona.<br><br>El ITP 2022 no considera una serie de obras alternativas que pueden ser más eficientes desde un punto de vista económico y operativo. Por ejemplo, debiese analizar que la S/E Patagual sólo seccione la Línea | | distribuyen a través de distintos caminos hacia la ciudad de Concepción y el resto del sistema.<br><br>Dado lo anterior, esta Comisión mantendrá la obra en el presente ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Santa Maria-Charrúa capturando el supuesto Potencial Eólico en la zona de Lebu, o que en la S/E Patagual se incluyan obras de control de flujo que deberían comenzar en la misma época de la construcción de esta S/E Patagual. Asimismo, el ITP 2022 no evalúa la posibilidad de tender un segundo circuito de la Línea 1x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa como una obra más eficiente desde un punto de vista económico y operativo que la S/E Patagual para solucionar los problemas de la zona de concepción señalados en el ITP 2022.<br><br>2) Obra condicionada a las obras “Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual” y “Nueva S/E Patagual”: Consecuentemente con las observaciones en las que se propone posponer la evaluación de las obras que la condicionan, se solicita también posponer la evaluación esta obra. | | |
| 14-2 | 3.1.10 SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL | 1) Esta obra propuesta se justifica en el ITP por el abastecimiento de la demanda de la zona de Concepción y del Sistema Nacional: En el ITP 2022 se sostiene la necesidad de ejecutar esta obra de expansión como una forma eficiente de solucionar el problema de abastecimiento a Concepción. El problema de abastecimiento estaría provocado por las limitaciones de transporte de la Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, el desarrollo del apoyo a Concepción basado solo en la subestación Patagual generará una serie de efectos negativos los cuales no fueron estudiados y ni menos contemplados en el ITP 2022.<br><br>Si bien el ITP propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Arauco MAPA-Lagunillas 220 kV, de modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción, lo cierto es que este efecto no se producirá en los términos de eficiencia indicados en el estudio ya que la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas está asociada a una serie de proyectos de generación de Arauco, todos debidamente | Posponer obras "SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL", propuestas en el punto 3.1.10 del Informe, para el siguiente estudio con la finalidad que | Ver respuesta a la observación 14-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | informados a la CNE, que significarán el uso del total de la capacidad de dicha línea, es decir 590 MWA (condición N). Los referidos proyectos de generación son los siguientes: (1) Planta de Celulosa Arauco MAPA (166 MW) que se encuentra pronta a entrar en servicio; (2) El Parque Eólico Viento Sur I (215 MW) que tiene RCA aprobada; y (3) Viento Sur II (200 MW) en etapa de desarrollo del proyecto, a los que identificaremos en adelante como Proyectos Arauco.<br><br>De igual forma, el ITP 2022 no contempla en su análisis qué pasará en la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas cuando, además, de los Proyectos de Arauco, sea usada por la energía de la Central Santa María (350 MW).<br><br>El ITP 2022 indica que se ampliará la capacidad de la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas a 500 MVA por circuito, pero dicha modificación únicamente implicaría un cambio en los estándares de seguridad de la misma, para llevarla al estándar N-1, lo que, en la práctica, disminuye la capacidad real de transporte a 500 MVA. En este sentido, el aparente “aumento” de la capacidad no tiene como efecto un aumento efectivo de la capacidad de transporte, sino que es un mero mejoramiento en los estándares de seguridad de dicha instalación.<br><br>Otro ejemplo de los efectos negativos de la obra propuesta que no son analizados en el ITP 2022, es la obra propuesta denominada S/E Vado Pedregoso que se conecta a la S/E Arauco Mapa, la cual, eventualmente capturará el supuesto Potencial Eólico de la zona, cuantificado en unos 500 MVA. En ese caso, dicha energía (500 MVA) no podría ser transportada por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual por estar copada con los proyectos de Arauco, e, incluso, bajo el supuesto -hipotético- que fuera posible transportar esta energía por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual llegando a | sea debidamente estudiada. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | la S/E Patagual, en tal caso, se produciría una congestión de Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas.<br><br>Todos estos efectos negativos no contemplados en el ITP 2022, muestran que los efectos reales de ejecutar la obra propuesta no están contemplados en el ITP 2022 y que muchos de ellos significarían un grave perjuicio para el sistema eléctrico de la zona y no producirían los efectos positivos en los términos planteados por el informe. Cabe agregar que en realidad el Potencial Eólico descrito en el ITP 2022 está ubicado más al sur en Lebu, tal como lo indica la propuesta de Acciona.<br><br>El ITP 2022 no considera una serie de obras alternativas que pueden ser más eficientes desde un punto de vista económico y operativo. Por ejemplo, debiese analizar que la S/E Patagual sólo seccione la Línea Santa Maria-Charrúa capturando el supuesto Potencial Eólico en la zona de Lebu, o que en la S/E Patagual se incluyan obras de control de flujo que deberían comenzar en la misma época de la construcción de esta S/E Patagual. Asimismo, el ITP 2022 no evalúa la posibilidad de tender un segundo circuito de la Línea 1x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa como una obra más eficiente desde un punto de vista económico y operativo que la S/E Patagual para solucionar los problemas de la zona de concepción señalados en el ITP 2022.<br><br>Finalmente, es necesario considerar el impacto y los altos costos producidos por la eventual paralización de la Planta de Celulosa Arauco los cuales, no están considerados en el ITP 2022, que encarecen significativamente la obra y que implican un altísimo riesgo en su ejecución que deberá ser traspasado al eventual constructor de la obra.<br><br>Todo lo antes señalado hace evidente que la obra propuesta no es una | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | solución eficiente -desde un punto de vista económico y operativo- para mejor las condiciones de abastecimiento de la zona de Concepción y del Sistema Eléctrico Nacional.<br><br>2) Las instalaciones dedicadas intervenidas no son existentes: Conforme a lo dispuesto expresamente por el artículo 87° y 91° de la LGSE y en los artículos 71, 72, 95, 96, entre otros, del Reglamento de Transmisión (DS 37), es claro que toda intervención que sea producto de obras de ampliación a instalaciones de transmisión dedicadas debe ser respecto a instalaciones con el carácter de existentes.<br><br>En este sentido, la definición de obras de ampliación establecida en el literal n del artículo 2 del Reglamento de Transmisión define este tipo de obras como "aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, fijadas mediante el Decreto de Expansión". Es decir, en todos los casos presupone necesariamente que la intervención será respecto a una instalación existente.<br><br>En este sentido, la definición de instalaciones de transmisión existentes se debe entender como aquellas instalaciones que han terminado su proceso de construcción y puesta en servicio y han obtenido su entrada en operación cumpliendo las exigencias normativas según lo acredite el Coordinador Eléctrico Nacional, es así como se indica en el artículo 72°-17 al señalar que los proyectos en construcción se deben considerar conforme a las características técnicas y los plazos con los cuales dicho proyecto es informado a la Comisión por parte del titular del proyecto.<br><br>Se debe tener presente que la normativa eléctrica aplicable, usa el término instalación de transmisión futura o instalación de transmisión proyectada en contraposición a las instalaciones existentes. Asimismo, | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | en el Reglamento de Transmisión (DS 37) se contraponen los términos instalaciones en construcción con las instalaciones existentes. En el caso de las obras de ampliación de transmisión su normativa se encuentra expresamente acotada a las instalaciones existentes. Lo anterior, tiene sentido en la medida que hasta que una instalación no haya entrado en operación, se desconoce el detalle técnico y constructivo definitivo, el que podría tener modificaciones, así como la fecha cierta en que realmente entrará en operación.<br><br>En el caso en comento, la obra propuesta, indicada en el ITP 2022 como parte de las instalaciones intervenidas, no existe, y por el contrario forma parte de una instalación de transmisión futura o proyectada, y, por tanto, no le pueden ser aplicadas las normas de expansión de instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, es decir, los artículos 95 y 96 del Reglamento de Transmisión. | | |
| 14-3 | 3.2.5 NUEVA S/E PATAGUAL | 1) Esta obra propuesta se justifica en el ITP por el abastecimiento de la demanda de la zona de Concepción y del Sistema Nacional: En el ITP 2022 se sostiene la necesidad de ejecutar esta obra de expansión como una forma eficiente de solucionar el problema de abastecimiento a Concepción. El problema de abastecimiento estaría provocado por las limitaciones de transporte de la Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, el desarrollo del apoyo a Concepción basado solo en la subestación Patagual generará una serie de efectos negativos los cuales no fueron estudiados y ni menos contemplados en el ITP 2022.<br><br>Si bien el ITP propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Arauco MAPA-Lagunillas 220 kV, de modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción, lo cierto es que este efecto no se producirá en los términos de eficiencia indicados en el estudio ya que la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas está asociada a una serie de proyectos de generación de Arauco, todos debidamente | Posponer obra "NUEVA S/E PATAGUAL", propuestas en el punto 3.2.5 del informe para el siguiente estudio con la finalidad que sea debidamente estudiada. | Ver respuesta a la observación 14-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | informados a la CNE, que significarán el uso del total de la capacidad de dicha línea, es decir 590 MWA (condición N). Los referidos proyectos de generación son los siguientes: (1) Planta de Celulosa Arauco MAPA (166 MW) que se encuentra pronta a entrar en servicio; (2) El Parque Eólico Viento Sur I (215 MW) que tiene RCA aprobada; y (3) Viento Sur II (200 MW) en etapa de desarrollo del proyecto, a los que identificaremos en adelante como Proyectos Arauco.<br><br>De igual forma, el ITP 2022 no contempla en su análisis qué pasará en la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas cuando, además, de los Proyectos de Arauco, sea usada por la energía de la Central Santa María (350 MW).<br><br>El ITP 2022 indica que se ampliará la capacidad de la nueva Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas a 500 MVA por circuito, pero dicha modificación únicamente implicaría un cambio en los estándares de seguridad de la misma, para llevarla al estándar N-1, lo que, en la práctica, disminuye la capacidad real de transporte a 500 MVA. En este sentido, el aparente “aumento” de la capacidad no tiene como efecto un aumento efectivo de la capacidad de transporte, sino que es un mero mejoramiento en los estándares de seguridad de dicha instalación.<br><br>Otro ejemplo de los efectos negativos de la obra propuesta que no son analizados en el ITP 2022, es la obra propuesta denominada S/E Vado Pedregoso que se conecta a la S/E Arauco Mapa, la cual, eventualmente capturará el supuesto Potencial Eólico de la zona, cuantificado en unos 500 MVA. En ese caso, dicha energía (500 MVA) no podría ser transportada por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual por estar copada con los proyectos de Arauco, e, incluso, bajo el supuesto -hipotético- que fuera posible transportar esta energía por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Patagual llegando a | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | la S/E Patagual, en tal caso, se produciría una congestión de Línea 2x220 kV Patagual – Lagunillas.<br><br>Todos estos efectos negativos no contemplados en el ITP 2022, muestran que los efectos reales de ejecutar la obra propuesta no están contemplados en el ITP 2022 y que muchos de ellos significarían un grave perjuicio para el sistema eléctrico de la zona y no producirían los efectos positivos en los términos planteados por el informe. Cabe agregar que en realidad el Potencial Eólico descrito en el ITP 2022 está ubicado más al sur en Lebu, tal como lo indica la propuesta de Acciona.<br><br>El ITP 2022 no considera una serie de obras alternativas que pueden ser más eficientes desde un punto de vista económico y operativo. Por ejemplo, debiese analizar que la S/E Patagual sólo seccione la Línea Santa Maria-Charrúa capturando el supuesto Potencial Eólico en la zona de Lebu, o que en la S/E Patagual se incluyan obras de control de flujo que deberían comenzar en la misma época de la construcción de esta S/E Patagual. Asimismo, el ITP 2022 no evalúa la posibilidad de tender un segundo circuito de la Línea 1x220 kV Lagunillas – Hualqui – Charrúa como una obra más eficiente desde un punto de vista económico y operativo que la S/E Patagual para solucionar los problemas de la zona de concepción señalados en el ITP 2022.<br><br>Finalmente, es necesario considerar el impacto y los altos costos producidos por la eventual paralización de la Planta de Celulosa Arauco los cuales, erradamente, no están considerados en el ITP 2022 y los cuales, además, de encarecer significativamente las obras, implican un altísimo riesgo en su ejecución que deberá ser traspasada al eventual constructor de la obra.<br><br>Todo lo antes señalado hace evidente que la obra propuesta no es una | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | solución eficiente -desde un punto de vista económico y operativo- para mejor las condiciones de abastecimiento de la ciudad de Concepción y el Sistema Nacional de Energía.<br><br>2) Las instalaciones dedicadas intervenidas no son existentes: Conforme a lo dispuesto expresamente por el artículo 87° y 91° de la LGSE y en los artículos 71, 72, 95, 96, entre otros, del Reglamento de Transmisión (DS 37), es claro que toda intervención que sea producto de obras de ampliación a instalaciones de transmisión dedicadas debe ser respecto a instalaciones con el carácter de existentes.<br><br>En este sentido, la definición de obras de ampliación establecida en el literal n del artículo 2 del Reglamento de Transmisión define este tipo de obras como "aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, fijadas mediante el Decreto de Expansión". Es decir, en todos los casos presupone necesariamente que la intervención será respecto a una instalación existente.<br><br>La definición de instalaciones de transmisión existentes se debe entender como aquellas instalaciones que han terminado su proceso de construcción y puesta en servicio y han obtenido su entrada en operación cumpliendo las exigencias normativas según lo acredite el Coordinador Eléctrico Nacional, es así como se indica en el artículo 72°-17 al señalar que los proyectos en construcción se deben considerar conforme a las características técnicas y los plazos con los cuales dicho proyecto es informado a la Comisión por parte del titular del proyecto.<br><br>Se debe tener presente que la normativa eléctrica aplicable, usa el término instalación de transmisión futura o instalación de transmisión proyectada en contraposición a las instalaciones existentes. Asimismo, | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | en el Reglamento de Transmisión (DS 37) se contraponen los términos instalaciones en construcción con las instalaciones existentes. En el caso de las obras de ampliación de transmisión su normativa se encuentra expresamente acotada a las instalaciones existentes. Lo anterior, tiene sentido en la medida que hasta que una instalación no haya entrado en operación, se desconoce el detalle técnico y constructivo definitivo, el que podría tener modificaciones, así como la fecha cierta en que realmente entrará en operación.<br><br>En el caso en comento, la obra propuesta, indicada en el ITP 2022 como parte de las instalaciones intervenidas, no existe, y por el contrario forma parte de una instalación de transmisión futura o proyectada, y, por tanto, no le pueden ser aplicadas las normas de expansión de instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, es decir, los artículos 95 y 96 del Reglamento de Transmisión. | | |
| 14-4 | 4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E ARAUCO MAPA 220 KV (IM) | 1) Las instalaciones dedicadas intervenidas no son existentes: Conforme a lo dispuesto expresamente por el artículo 87° y 91° de la LGSE y en los artículos 71, 72, 95, 96, entre otros, del Reglamento de Transmisión (DS 37), es claro que toda intervención que sea producto de obras de ampliación a instalaciones de transmisión dedicadas debe ser respecto a instalaciones con el carácter de existentes.<br><br>En este sentido, la definición de obras de ampliación establecida en el literal n del artículo 2 del Reglamento de Transmisión define este tipo de obras como “aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes, fijadas mediante el Decreto de Expansión”. Es decir, en todos los casos presupone necesariamente que la intervención será respecto a una instalación existente.<br><br>La definición de instalaciones de transmisión existentes se debe entender como aquellas instalaciones que han terminado su proceso | Eliminar obra "AMPLIACIÓN EN S/E ARAUCO MAPA 220 KV (IM)", propuesta en el punto 4.1.19 del Informe. | Ver respuesta a la observación 14-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de construcción y puesta en servicio y han obtenido su entrada en operación cumpliendo las exigencias normativas según lo acredite el Coordinador Eléctrico Nacional, es así como se indica en el artículo 72°-17 al señalar que los proyectos en construcción se deben considerar conforme a las características técnicas y los plazos con los cuales dicho proyecto es informado a la Comisión por parte del titular del proyecto.<br><br>Se debe tener presente que la normativa eléctrica aplicable, usa el término instalación de transmisión futura o instalación de transmisión proyectada en contraposición a las instalaciones existentes. Asimismo, en el Reglamento de Transmisión (DS 37) se contraponen los términos instalaciones en construcción con las instalaciones existentes. En el caso de las obras de ampliación de transmisión su normativa se encuentra expresamente acotada a las instalaciones existentes. Lo anterior, tiene sentido en la medida que hasta que una instalación no haya entrado en operación, se desconoce el detalle técnico y constructivo definitivo, el que podría tener modificaciones, así como la fecha cierta en que realmente entrará en operación.<br><br>En el caso en comento, la obra propuesta, indicada en el ITP 2022 como parte de las instalaciones intervenidas, no existe, y por el contrario forma parte de una instalación de transmisión futura o proyectada, y, por tanto, no le pueden ser aplicadas las normas de expansión de instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, es decir, los artículos 95 y 96 del Reglamento de Transmisión.<br><br>2) La obra se justifica por el abastecimiento de la demanda desde la línea de 66 kV desde la S/E Coronel al sur: Al respecto cabe advertir que conforme a los estudios presentados en el ITP 2022, no existe un problema de capacidad de transmisión en el sistema de 66 kV que afecte al abastecimiento de la zona. De hecho, el mismo ITP 2022, | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | explica que la incapacidad de abastecer la demanda máxima proyectada al año 2029 es “debido a la caída de tensión en las barras terminales, en particular en la S/E Cañete”.<br><br>En este sentido, el ITP 2022 no propone la obra que naturalmente se recomendaría para este tipo de casos desde un punto de vista de eficiencia económica y operacional, siendo que bastaría con la instalación de bancos de condensadores para levantar la tensión en la zona afectada para solucionar el problema descrito.<br><br>La solución que se está planteando en este informe para este problema (nueva S/E Vado Pedregoso, nueva línea de transmisión 2x220 kV MAPA – Vado Pedregoso y ampliación de S/E MAPA con 2 diagonales) es absolutamente desmedida en costos para solucionar el problema de tensión detectado en la S/E Curanilahue, el cual puede ser solucionado mediante la instalación de bancos de condensadores en esta S/E, algo ampliamente utilizado en los sistemas eléctricos para solucionar este tipo de problemas y con un costo y complejidad infinitamente inferior. Utilizando la base Digsilent Power Factory incluida en los anexos del ITP 2022, se ha determinado que un banco de unos 6,5 MVAr conectado a la S/E Cañete tendría el mismo efecto en la tensión que las obras propuestas en el informe.<br><br>El valor de inversión del banco de condensadores de 6.5 MVAr en la S/E Cañete se estima no superaría los USD 1.200.000, comparado con el valor de inversión calculado en el informe para las obras de S/E Vado Pedregoso, línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA y ampliación de S/E Arauco MAPA, de US 47.554.431. Por lo que el banco de condensadores propuesto tiene un valor de inversión de aproximadamente un 2,5% de las obras propuestas en el informe.<br><br>Cabe recordar que los bancos de condensadores tienen costos | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | sustancialmente menores a todo el desarrollo de obras que propone el ITP 2022, es decir, la ampliación de la S/E Arauco MAPA, nueva S/E Vado Pedregoso y la nueva Línea 2x220 Vado Pedregoso-Arauco MAPA.<br><br>3) La obra propuesta degrada la condición de seguridad operacional del autoproductor Arauco MAPA: La propuesta de conexión de la Línea 2x220 kV Vado Pedregoso - Arauco MAPA a la S/E Arauco MAPA y la ampliación de esta última, impediría que el Autoproductor Arauco MAPA pueda operar en isla eléctrica y autoabastecerse con su propia electricidad, ya que para esto requiere disponer del uso de ambas barras de 220 kV de la S/E Arauco MAPA, lo cual es una condición de seguridad contemplado en el diseño de esta S/E.<br><br>El operar en isla eléctrica es una condición de seguridad del autoproductor industrial y con el cual fue diseñado la S/E Arauco MAPA que se encuentra actualmente en puesta en servicio, y no contar con esta opción degradaría significativamente la seguridad operacional de la planta industrial de celulosa Arauco MAPA, lo que infringe el artículo 72 del Reglamento de Transmisión, que establece una prohibición expresa para cualquier tipo de obra de expansión en cuanto asegura que “no podrá degradar el desempeño de las instalaciones existentes”.<br><br>4) La obra se justifica por la necesidad de capturar un supuesto Potencial Eólico existente en la zona: En el ITP 2022 no se acompañan antecedentes adicionales que permitan dimensionar el Potencial Eólico que justificaría la implementación de la obra propuesta y que permitan vislumbrar que existe un número significativo de interesados en conectarse al sistema.<br><br>De esta forma, el ITP 2022 omite referirse a antecedentes, tales como, | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | el número de SUCTD o SASC asociados a proyectos eólicos presentadas en la zona, número de licitaciones de terrenos hechas por el Fisco para proyectos de generación eólica o el número de proyectos eólicos que hayan sido declarados en construcción. En este sentido, y conforme lo ha resuelto el Panel de Expertos, es necesario que se acompañen antecedentes concretos que respalden y permita dimensionar el Potencial Eólico que justificaría la obra propuesta sin lo cual es imposible ponderar la eficacia económica y operacional de la misma.<br><br>Cabe señalar que actualmente no existen proyectos declarados en construcción ni que hayan solicitado el acceso abierto respecto a las instalaciones existentes de la zona que justifiquen esta obra. Adicionalmente, según la información disponible en el SEA, el único proyecto eólico en desarrollo, de envergadura, dentro de las comunas de Arauco, Lebu y Curanilahue es el proyecto Parque Eólico Viento Sur. Cabe señala que dicho proyecto ya cuenta con una solución para la evacuación de su energía a través de la S/E Arauco MAPA y la Línea Arauco MAPA-Lagunillas.<br><br>De esta forma, nada asegura que, por la ejecución de la obra propuesta, y considerando especialmente la magnitud de la misma descrita en el ITP 2022, se vaya a dar un uso eficiente de dicha obra y cuál sería el beneficio neto total al entrar en operación. Por lo tanto, las condiciones actuales de oferta energética hacen injustificada la construcción de la obra propuesta.<br>5) Insuficiente evaluación al no incluir en las modelaciones las inyecciones del supuesto potencial eólico que se conectaría a la obra propuesta ya que no está incluido en las bases Digsilent Power Factory anexadas: El supuesto Potencial Eólico indicado en los escenarios estudiados en el ITP que estaría presente en la zona de Lebu, Curanilahue y Horcones y que justificarían estas obras, no está | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | modelado en las bases Digsilent Power Factory anexadas, por lo que no ha sido evaluado el impacto de esta inyección de energía en el sistema eléctrico proyectado. Por lo que, si bien se indica que este potencial de generación justificaría esta obra, no se estudia el impacto que tendría este potencial en el sistema eléctrico proyectado. De esta forma, los estudios realizados son insuficientes para garantizar que las obras serán adecuadas para evacuar la energía del potencial de generación que las justificarían.<br><br>6) La obra propuesta se justifica por la promoción de la conexión de proyectos de generación, sin tratarse de un Polo de Desarrollo: Como ya ha resuelto el Panel de Expertos (D3-2019), no es admisible justificar nuevas obras de transmisión zonales, interviniendo instalaciones dedicadas, con el objeto de promover el desarrollo de un potencial de generación ya que esta función es propia de los sistemas de transmisión dedicados no zonales.<br><br>Por su parte, la normativa ha establecido una figura específica para este tipo de casos y que corresponde a los Polos de Desarrollo, la que tiene una normativa de expansión y tramitación propia y que evidentemente no se ha aplicado en este caso.<br><br>En consecuencia, no puede un Plan de Expansión de la Transmisión imponer la ampliación de una instalación dedicada que pasará a ser zonal para efectos de promover la conexión de hipotéticos proyectos de generación eólicos.<br><br>7) La Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas no tiene capacidad de transmisión disponible: El ITP 2022 no considera que la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas está asociada a una serie de proyectos de generación de Arauco, todos debidamente informados a la CNE, que significarán el uso del total de la capacidad de dicha línea, | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | es decir 590 MWA (condición N). Los referidos proyectos de generación son los siguientes: (1) Planta de Celulosa Arauco MAPA (166 MW) que se encuentra pronta a entrar en servicio; (2) El Parque Eólico Viento Sur I (215 MW) que tiene RCA aprobada; y (3) Viento Sur II (200 MW) en etapa de desarrollo del proyecto, a los que identificaremos en adelante en su conjunto como Proyectos Arauco.<br><br>Asimismo, el Potencial Eólico que se pretende capturar (500 MVA) no podría ser transportado por la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas.<br><br>Cabe advertir que el ITP asegura que se realizará una ampliación de esta línea, pero dicha modificación únicamente implicaría un cambio en los estándares de seguridad de la misma, para llevarla al estándar N-1, lo que, en la práctica, disminuye la capacidad real de transporte a 500 MVA. En este sentido, el aparente "aumento" de la capacidad no tiene como efecto un aumento efectivo de la capacidad de transporte, sino que es mero un mejoramiento en los estándares de seguridad de dicha instalación.<br><br>Es muy importante, apuntar que la Línea de 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas llegó a su máxima capacidad estructural, no siendo posible aumentar su capacidad por medio de eventuales ampliaciones. Dadas las características de diseño de la Línea 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas, no es posible aumentar mayormente su capacidad de transmisión, ya que en la práctica sería necesario reconstruir la línea completamente, lo que carece de eficiencia desde cualquier punto de vista.<br><br>En los escenarios energéticos considerados en el ITP, se considera el desarrollo de un supuesto Potencial Eólico en la zona de Horcones - Lebu, pero no se consideran adecuadamente los proyectos de Arauco | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | que se conectan a la S/E Arauco MAPA. En este sentido, al estar copada la capacidad de la Línea 2x220 kV Arauco MAPA - Lagunillas, no existiría capacidad para evacuar hacia el SEN la energía que inyectasen los posibles proyectos eólicos a desarrollar en la zona de Lebu - Horcones y que se conectarían a la S/E Vado Pedregoso.<br><br>Dado lo anterior, es que se hace evidente que en caso de que se quisiera capturar el supuesto Potencial Eólico de la zona, existen otras soluciones más eficientes desde un punto de vista económico y operacional, tales como construir una nueva línea de 220 kV entre las S/E Lebu y la S/E Patagual e instalar equipos de control de flujo en la S/E Patagual para evacuar esta energía hacia Charrúa.<br><br>8) La obra afectará instalaciones industriales que no son parte del sistema eléctrico: La obra propuesta implica necesariamente el uso de parte de la infraestructura industrial que actualmente es utilizada para la adecuada gestión de la Planta de Celulosa Arauco, la cual, evidentemente no es parte del sistema de transmisión.<br><br>Los sectores afectados por las obras propuestas en el ITP 2022 son actualmente utilizados como patios industriales dependientes de los edificios y construcciones que conforman la infraestructura industrial de la Planta de Celulosa Arauco y que no debiese verse afectado por obras de expansión del sistema de transmisión.<br><br>El Artículo 54 de la LGSE establece que los patios que dependan de estos edificios no quedan sujetos a las servidumbres eléctricas. En el caso de los patios solo queda sujetos a servidumbres destinadas a línea de distribución de baja tensión. En virtud de lo establecido por la Ley no es posible que terceros impongan servidumbres eléctricas sobre los terrenos que forman actualmente parte de los patios industriales de la Planta de Celulosa Arauco lo que evidencia la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | imposibilidad material de asegurar la ejecución de estas obras dentro del marco legal.<br><br>Se hace notar que el establecer obras de expansión al interior de patios correspondientes a instalaciones industriales, se está asumiendo que es factible imponer las correspondientes servidumbres legales, lo que contraviene la Ley y pude configurar una afectación grave a los derechos de propiedad privada y el derecho a la libertad de desarrollar una actividad económica.<br><br>9) Los costos de la obra propuesta no están debidamente dimensionados: Respecto a la evaluación económica realizada en el ITP 2022 para justificar la obra propuesta, no se ha considerado el costo que implica la detención de las instalaciones de la Planta Celulosa Arauco cuya operación depende totalmente de que se encuentre en operación la S/E Arauco MAPA.<br><br>Cabe considerar que la realización de la obra propuesta implica necesariamente la total paralización de la S/E Arauco MAPA. Los costos asociados por la paralización de la Planta Celulosa Arauco son extremadamente altos considerando que implicarán la paralización de una de las plantas de celulosa más grandes del mundo. Se deja constancia que estos costos deberán ser cubiertos por el adjudicatario.<br><br>Celulosa Arauco S.A. y Arauco Bioenergía S.A. hacen expresa reserva de derechos a ejercer las acciones judiciales que sean procedentes en caso de que no se acepten las observaciones y propuestas aquí planteadas. | | |
| 14-5 | 4.2.11 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV VADO | 1) Obras propuestas no cumplen con criterio de eficiencia económica: De acuerdo con lo indicado en el ITP, estas obras se enmarcan en el grupo de proyectos de expansión para el abastecimiento de la | Eliminar obras "NUEVA S/E VADO PEDREGOSO Y | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Considerando la observación |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | PEDREGOSO – ARAUCO MAPA | demanda (punto 8.3 del informe). Se indica que, si bien no existen restricciones proyectadas por capacidad térmica de los conductores, se proyecta para el año 2029 que los perfiles de tensión de la S/E Curanilahue estarán por debajo de lo exigido en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.<br><br>La solución que se está planteando en este informe para este problema (nueva S/E Vado Pedregoso, nueva línea de transmisión 2x220 kV MAPA – Vado Pedregoso y ampliación de S/E MAPA con 2 diagonales) es absolutamente desmedida en costos para solucionar el problema de tensión detectado en la S/E Curanilahue, el cual puede ser solucionado mediante la instalación de bancos de condensadores en esta S/E, algo ampliamente utilizado en los sistemas eléctricos para solucionar este tipo de problemas y con un costo y complejidad infinitamente inferior. Utilizando la base Digsilent Power Factory incluida en los anexos del ITP 2022, se ha determinado que un banco de unos 6,5 MVAr conectado a la S/E Cañete tendría el mismo efecto en la tensión que las obras propuestas en el informe.<br><br>El valor de inversión del banco de condensadores de 6.5 MVAr en la S/E Cañete se estima no superaría los USD 1.200.000, comparado con el valor de inversión calculado en el informe para las obras de S/E Vado Pedregoso, línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA y ampliación de S/E Arauco MAPA, de US 47.554.431. Por lo que el banco de condensadores propuesto tiene un valor de inversión de aproximadamente un 2,5% de las obras propuestas en el informe para dar el mismo servicio.<br><br>2) Justificación de la obra propuesta referida a permitir la conexión de potenciales nuevos generadores no forma parte de los objetivos de un plan de expansión: De la revisión de la normativa aplicable, especialmente del art. 87 de la LGSE, queda en evidencia que no es | NUEVA LÍNEA 2X220 KV VADO PEDREGOSO – ARAUCO MAPA", propuestas en el punto 4.2.11 del Informe. | presentada, en relación con la capacidad efectiva de transmisión de la línea Lagunillas - MAPA, y las implicancias que esto acarrea para la evacuación de energía desde la zona de Arauco-Lebu hacia la futura S/E Patagual, esta Comisión ha determinado la pertinencia de retirar la obra en cuestión, así como las ampliaciones necesarias para su materialización, con el propósito de analizar posibles soluciones alternativas a la presentada en el ITP, a fin de permitir el abastecimiento seguro y con la calidad requerida en la zona de Curanilahue, Lebu y alrededores, así como permitir la evacuación de los futuros proyectos eólicos que busquen instalarse en la zona. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | posible justificar una obra de expansión ni su dimensionamiento sólo para efectos permitir la conexión de potenciales nuevos generadores, a menos que dicha justificación se dé por tratarse de un Instalaciones de Transmisión para Polos de Desarrollo.<br><br>Las obras propuestas han sido dimensionadas considerando precisamente el supuesto (aunque no justificado) Potencial Eólico en la zona, y, sin haberse declarado un Polo de Desarrollo en la zona ni ser necesario entonces un sistema de transmisión para dicho polo, se está dando ese tratamiento.<br><br>3) Omisión de antecedentes que respalden el Potencial Eólico: El ITP 2022 no acompañó antecedentes adicionales que permitan dimensionar el Potencial Eólico indicado que justificaría la implementación y dimensionamiento de esta obra de expansión, que acrediten que existe un número significativo de interesados en conectarse, tales como, número de SUCTD o SASC presentadas en la zona, número de licitaciones de terrenos hechas por el Fisco para proyectos de generación eólica o número de proyectos que hayan sido declarados en construcción en la zona. En este sentido, y conforme lo ha resuelto el Panel de Expertos, es necesario que se acompañen antecedentes que respalden y permita dimensionar el Potencial Eólico que justificaría esta obra de expansión, sobre todo considerando la magnitud de los escenarios que se consideraron para estos efectos.<br><br>Cabe señalar que no existen proyectos declarados en construcción ni que hayan solicitado el acceso abierto a las instalaciones existentes de la zona que justifiquen estas obras. Adicionalmente, la información disponible en el SEA, el único proyecto eólico en desarrollo, de envergadura, dentro de las comunas de Arauco, Lebu y Curanilahue es el proyecto Parque Eólico Viento Sur. Cabe señala que dicho proyecto | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | ya cuenta con una solución de evacuación a través de la S/E Arauco MAPA, solución que por lo demás fue considerada en el diseño de dicha S/E.<br><br>De tal forma, nada asegura que, por la ejecución de estas obras, de las magnitudes descritas en el ITP 2022, se vaya a dar un uso eficiente de dichas obras y cuál sería el beneficio neto total al entrar en operación la referida obra. Por lo tanto, las condiciones actuales de oferta energética hacen injustificada la construcción de esta obra.<br><br>3) Incluso de conectarse el supuesto potencial de generación eólica, el sistema no podrá evacuar esa energía al SEN: Tal como se ha informado al Coordinador Eléctrico Nacional, tanto la S/E Arauco MAPA a la que se conectarían las obras propuestas como la Línea 2x220 kV Arauco MAPA - Lagunillas fueron diseñadas para ser utilizadas en las inyecciones de los excedentes el autoproductor Arauco, inyecciones de los proyectos eólicos Viento Sur (215 MW) y Viento Sur II (200 MW) también de propiedad de Arauco, y para los retiros necesario en su caso por la Planta Celulosa Arauco.<br><br>Todas estas consideraciones, debidamente informadas al Coordinador y a la CNE dependiendo de su estado de desarrollo, significan que la capacidad tanto de la S/E Arauco MAPA como de la Línea 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas no se encuentran disponibles, y que, por lo tanto, el supuesto potencial de generación eólica que se conectaría a la obra propuesta no podrá evacuar esa energía al SEN generando situaciones importantes de congestiones que serían total y completamente contraproducentes con los efectos queridos por el Plan de Expansión.<br><br>Adicionalmente, cabe tener presente que dadas las características de diseño de la Línea 2x220 kV Arauco MAPA – Lagunillas, no es posible | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | aumentar mayormente su capacidad de transmisión, ya que en la práctica sería necesario reconstruir la línea completamente, lo que carece de eficiencia desde cualquier punto de vista.<br><br>En los escenarios energéticos considerados en el ITP, si bien se considera el desarrollo del Potencial Eólico la zona de Horcones - Lebu, no se consideran adecuadamente los proyectos de Arauco que se conectan a la S/E Arauco MAPA. En este sentido, al estar copada la capacidad de la Línea 2x220 kV Arauco MAPA - Lagunillas, no existiría capacidad para evacuar hacia el SEN la energía que inyectasen los posibles proyectos eólicos a desarrollar en la zona de Lebu - Horcones y que se conectarían a la S/E Vado Pedregoso.<br><br>4) Insuficiente evaluación al no incluir en las modelaciones las inyecciones del supuesto potencial eólico que se conectaría a la obra propuesta ya que no está incluido en las bases Digsilent Power Factory anexadas: El supuesto Potencial Eólico indicado en los escenarios estudiados en el ITP que estaría presente en la zona de Lebu, Curanilahue y Horcones y que justificarían estas obras, no está modelado en las bases Digsilent Power Factory anexadas, por lo que no ha sido evaluado el impacto de esta inyección de energía en el sistema eléctrico proyectado. Por lo que, si bien se indica que este potencial de generación justificaría esta obra, no se estudia el impacto que tendría este potencial en el sistema eléctrico proyectado. De esta forma, los estudios realizados son insuficientes para garantizar que las obras serán adecuadas para evacuar la energía del potencial de generación que las justificarían.<br><br>5) Sobre la tercera justificación de la obra propuesta: No es necesario proporcionar mayor resiliencia del sistema. Si bien toda nueva conexión de líneas de transmisión aumenta la resiliencia de un sistema eléctrico, se debe considerar que el sistema de 66 kV de la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | zona cuenta con 2 circuitos de 66 kV para abastecer la zona, por lo que cuenta con una resiliencia superior a lo habitual que se observa en los sistemas zonales de 66 kV. Por lo que no se justifican estas obras para lograr un aumento de la resiliencia.<br><br>6) Considerando que la obra propuesta considera un paño de conexión en la S/E Arauco MAPA:<br><br>6.1) Las obras propuestas degradan la condición de seguridad operacional del autoproductor ARAUCO MAPA: La propuesta de conexión de la Línea 2x220 kV Vado Pedregoso - Arauco MAPA a la S/E, impediría que el Autoproductor Arauco MAPA pueda operar en isla eléctrica y autoabastecerse con su propia electricidad, ya que para esto requiere disponer del uso de ambas barras de 220 kV de la S/E Arauco MAPA, lo cual es un estándar de seguridad contemplado en el diseño de esta S/E.<br><br>El operar en isla eléctrica es una condición de seguridad del autoproductor industrial y no contar con esta opción degrada significativamente la seguridad operacional de la Planta Celulosa Arauco, lo que infringe el artículo 72 del Reglamento de Transmisión, que establece una prohibición expresa para cualquier tipo de obra de expansión en cuanto asegura que “no podrá degradar el desempeño de las instalaciones existentes”.<br><br>Esta obra de expansión propuesta en el ITP 2022 degrada significativamente el desempeño de las instalaciones futuras intervenidas, en circunstancias que, la eventual ejecución de esta obra pone en riesgo los estándares de funcionamiento y seguridad de las distintas instalaciones que conforman el Proyecto MAPA.<br><br>6.2) La obra afectará instalaciones industriales que no son parte del | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | sistema eléctrico: La obra propuesta implica necesariamente el uso de parte de la infraestructura industrial que actualmente es utilizada para la adecuada gestión de la Planta de Celulosa Arauco, la cual, evidentemente no es parte del sistema de transmisión.<br><br>Los sectores afectados por las obras propuestas en el ITP 2022 son actualmente utilizados como patios industriales dependientes de los edificios y construcciones que conforman la infraestructura industrial de la Planta de Celulosa Arauco y que no debiese verse afectado por obras de expansión del sistema de transmisión.<br><br>El Artículo 54 de la LGSE establece que los patios que dependan de estos edificios no quedan sujetos a las servidumbres eléctricas. En el caso de los patios solo queda sujetos a servidumbres destinadas a línea de distribución de baja tensión. En virtud de lo establecido por la Ley no es posible que terceros impongan servidumbres eléctricas sobre los terrenos que forman actualmente parte de los patios industriales de la Planta de Celulosa Arauco lo que refleja la imposibilidad material de asegurar la ejecución de estas obras dentro del marco legal.<br><br>Se hace notar que el establecer obras de expansión al interior de patios correspondientes a instalaciones industriales, se está asumiendo que es factible imponer las correspondientes servidumbres legales, lo que contraviene la Ley y pude configurar una afectación grave a los derechos de propiedad privada y el derecho libertad a desarrollar la propia actividad económica.<br><br>Celulosa Arauco S.A. y Arauco Bioenergía S.A. hacen expresa reserva de derechos a ejercer las acciones judiciales que sean procedentes en | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | caso de que no se acepten las observaciones y propuestas aquí planteadas. | | |
| 14-6 | 4.1.18. SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV CURANILAHUE NORTE – HORCONES EN S/E VADO PEDREGOSO 66 KV (2BP+BT) | Obra condicionada a la nueva S/E Vado Pedregoso: Consecuentemente con la observación de eliminar la S/E Vado Pedregoso 220 kV, se solicita también eliminar del plan de expansión 2022 esta obra. | Eliminar obras "SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X66 KV CURANILAHUE NORTE – HORCONES EN S/E VADO PEDREGOSO 66 KV (2BP+BT)", propuestas en el punto 4.2.11 del informe | Ver respuesta a la observación 14-5. |
| 14-7 | 8.3.17 NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - PATAGUAL | Se reiteran los argumentos desarrollados previamente en nuestra observación a la sección 3.1.9 del ITP 2022 sobre el SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM), 3.1.10 del ITP 2022 sobre el SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL y en 3.2.5 sobre la NUEVA S/E PATAGUAL. | Eliminar la evaluación de la “NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV | Ver respuesta a la observación 14-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | LAGUNILLAS – PATAGUAL" contenida en el punto 8.3.17 del ITP. | |
| 14-8 | 8.3.18 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO | Se reiteran los argumentos desarrollados previamente en nuestra observación a la sección 4.2.11 del ITP 2022 sobre la obra NUEVA S/E VADO PEDREGOSO Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV VADO PEDREGOSO – ARAUCO MAPA y 4.2.19 del ITP 2022 sobre la obra AMPLIACIÓN EN S/E ARAUCO MAPA 220 KV (IM). | Eliminar la evaluación de la "NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO" contenida en el punto 8.3.18 del ITP. | Ver respuesta a la observación 14-5. |
| 14-9 | Tabla 3.1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional | El propietario de las instalaciones en la línea N°10 es Celulosa Arauco y Constitución S.A. y no Arauco Bioenergía S.A. | En la Tabla 3.1: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Nacional, en el N°10, en la columna de "Propietario" donde se indica "Arauco Bioenergía S.A." debe cambiarse a "Celulosa Arauco y Constitución S.A.". | Se acoge la observación.<br><br>Se corregirá el propietario de la instalación de acuerdo con lo indicado. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 14-10 | Tabla 3.3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual | El propietario de la instalación es Celulosa Arauco y Constitución S.A. y no Arauco Bioenergía S.A. | En la Tabla 3.3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual, en la columna de "Propietario" donde se indica "Arauco Bioenergía S.A." debe cambiarse a "Celulosa Arauco y Constitución S.A.". | Se acoge la observación.<br><br>Se corregirá el propietario de la instalación de acuerdo con lo indicado. |
| 14-11 | Tabla 4.5: Obras de Ampliación del Sistema E | El propietario de las instalaciones en la línea N°19 es Celulosa Arauco y Constitución S.A. y no Arauco Bioenergía S.A. | En la Tabla 4.5: Obras de Ampliación del Sistema E, en el N°19, en la columna de "Propietario" donde se indica "Arauco Bioenergía S.A." debe | Ver respuesta a la observación 14-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | cambiarse a “Celulosa Arauco y Constitución S.A.”. | |
| 14-12 | Tabla 4.8: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM) | El propietario de la instalación es Celulosa Arauco y Constitución S.A. y no Arauco Bioenergía S.A. | En la Tabla 4.8: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Ampliación en S/E Arauco MAPA 220 kV (IM), en la columna de “Propietario” donde se indica “Arauco Bioenergía S.A.” debe cambiarse a “Celulosa Arauco y Constitución S.A.”. | Ver respuesta a la observación 14-5. |

# E15 – Pacific Hydro Chile

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 15-1 | 3.2 Obras Nuevas y 3.2.2 Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Las Palmas - Centella | Cambiar la calificación de Obra Nueva del "Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Las Palmas – Centella" como una Obra de Ampliación. | Atendiendo al artículo 89° del DFL4 en que se "entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o seguridad y calidad de servicio de sistema eléctrico" y que el sistema tiene como "fin de generar una redistribución de los flujos de potencia que se transmiten a través de las Líneas 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos y 2x220 kV Punta Sierra – Centella", según lo descrito en el numeral 3.2.2.1 del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022. Adicionalmente, el mismo artículo 89° se señala que "son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. En base a lo anterior, se solicita calificar como Obra de Ampliación las obras de "Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos 220 kV Las Palmas – Centella". | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión presenta características propias de una obra nueva, particularmente, porque todos los equipos a instalar corresponden a equipamiento nuevo que no reemplaza ni modifica equipamiento existente. Adicionalmente, se trata de equipos que se encontrarían ubicados en SS/EE distintas y que deben actuar coordinados entre sí, lo que resulta consistente con la definición adoptada.<br><br>Finalmente, dado que se trata de una tecnología emergente, cuyos costos no se encuentran necesariamente estandarizados a nivel de la industria, esta Comisión estima pertinente la generación de condiciones de competencia en términos de los posibles propietarios de la obra de expansión en cuestión, por lo que su tipificación como obra nueva resulta también consistente con dicho propósito. |

# E16 – Collahuasi

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 16-1 | Propuesta de ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) | En el ITF del Plan de Expansión 2018 se aprobó el proyecto “Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre”. En la descripción general de la obra se indicó:<br><br>“El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión HVDC en bipolo con retorno metálico de, al menos, ±600 kV, entre la subestación conversora Kimal y la subestación conversora Lo Aguirre. La longitud aproximada de la línea es 1.500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2.000 MW.<br><br>Además, el proyecto considera la construcción de 4 estaciones conversoras HVAC/HVDC, de al menos, 1.000 MW por polo, junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, dos en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas.<br><br>Adicionalmente, el proyecto considera los enlaces en corriente alterna entre las subestaciones conversoras y las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, con los respectivos paños de conexión en estas subestaciones.”<br><br>En la evaluación de la línea HVDC se consideraron los requerimientos establecidos en la LGSE, Artículo 87, que establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las | No considerar obras en la “Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)” cuyas funcionalidades ya fueron incorporadas en el ITF 2018, particularmente aquellas asociadas a la línea HVDC. | No se acoge la observación.<br><br>La observación no es correcta en cuanto a que la obra "Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre", incorporada en el plan 2018, tendría dentro de su alcance las ampliaciones en la S/E Kimal que sean necesarias para permitir la conexión de dicha obra nueva, ya que el alcance de ésta comprende únicamente hasta los enlaces y los respectivos paños de conexión, pero no las extensiones de barra que permiten generar nuevas posiciones en donde se conecte la obra nueva citada.<br><br>De acuerdo con lo anterior, la obra en cuestión debe mantenerse en el presente proceso de expansión, de modo de permitir la conexión de la obra "Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre". |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | expansiones necesarias del sistema de manera eficiente.<br><br>Por su parte, en el ITP del Plan de Expansión 2022 se propone la obra "Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)". En la descripción general de la obra se indica:<br><br>"El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir el cambio de acometida del circuito N° 1 de la línea 2x220 kV Kimal – Laberinto, la conexión de uno de los enlaces en corriente alterna entre la subestación Kimal y la subestación conversora Kimal, asociado a la obra "Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" contenida en el decreto exento N° 231 de 2019 y modificado por los decretos exentos N° 163 de 2020 y N° 83 de 2021, todos del Ministerio de Energía, y la conexión de un nuevo proyecto en la zona."<br><br>Las ampliaciones correspondientes a la S/E Kimal 220 kV asociadas a la conexión del proyecto "Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" ya fueron aprobadas por el ITF del Plan de Expansión de 2018, por lo tanto, parte del proyecto propuesto en el ITP del Plan de Expansión 2022 "Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)" está considerando una duplicidad de funcionalidades. | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 16-2 | SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) | Funcionalmente, la obra SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) surge como apoyo al suministro del Gran Concepción debido, entre otras cosas, por el retiro de central Bocamina II.<br><br>En la sección 3.1.9.5 del ITP 2022 se indica:<br><br>“El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.”<br><br>El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado:<br><br>Ver Figura 24<br><br>Dado que la sugerencia implica la nacionalización de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha obra, que serán pagados | Dado que la sugerencia implica la nacionalización de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha obra, que serán pagados directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Se debe considerar que la obra a nacionalizar fue construida funcionalmente para evacuar la inyección de 2 centrales a carbón de 350 MW y posiblemente está sobredimensionada para los requerimientos del Gran Concepción, generando un importante incremento de los costos de transmisión nacional<br><br>Luego, si además se consideran los costos de inversión de la línea Santa María – Charrúa, es posible que sean de interés otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los | Ver respuesta a la observación 14-1.<br><br>Además de lo indicado en la respuesta señalada, en lo que se refiere al análisis de alternativas a la obra en cuestión, es del caso indicar que esta Comisión analizó, como primera opción, el tendido del segundo circuito Charrúa - Laguniilas 220 kV, lo cual fue descartado, teniendo en consideración los beneficios adicionales que presenta para el Sistema la obra observada, en particular, por su aporte a la seguridad y resiliencia de la zona en relación con eventos que pudiesen afectar a la línea completa (ambos circuitos, en caso de tender el segundo), tal como ocurrió en evento del día 04 de septiembre de 2022.<br><br>Finalmente, en relación a la alternativa de incorporar un sistema de almacenamiento, es del caso indicar que la regulación que permite la incorporación de este tipo de obras en los planes de expansión exige que se haya descartado previamente una solución convencional (artículo 102 del Reglamento), condición que en este caso no se cumple, tanto en términos de costo como de la implementación de una solución concreta, puesto que la instalación de un sistema de estas características requeriría de un espacio considerable dentro de alguna de las instalaciones existentes, o bien, de la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Se debe considerar que la obra a nacionalizar fue construida funcionalmente para evacuar la inyección de 2 centrales a carbón de 350 MW y posiblemente está sobredimensionada para los requerimientos del Gran Concepción.<br><br>Es menester señalar que la letra b) del artículo 87 de LGSE requiere explícitamente que la demanda debe ser abastecida mínimo costo y con el fin de abastecer los suministros a mínimo precio. Incorporar líneas al STN incrementa de manera directa el precio del suministro a clientes finales (libres y regulados), por lo que debe ser considerado en las evaluaciones económicas.<br><br>Luego, si se consideran los costos de inversión de la línea Santa María – Charrúa, es posible que sean de interés otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea. Se sugiere que la CNE indiqué qué otras opciones eficientes ha considerado y cómo se comparan con el costo total a transferir a clientes (incluyendo la nacionalización de obras).<br><br>Esta observación también se relaciona a la obra: SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS | periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea.<br><br>Se sugiere que la CNE indique qué otras opciones eficientes ha considerado y cómo se comparan con el costo total a transferir a clientes (incluyendo la nacionalización de obras).<br><br>En caso que haya una obra más económica, se debe descartar el proyecto. | construcción de una nueva subestación para su materialización<br><br>Dado lo anterior, esta Comisión ha definido mantener la obra en el presente plan de expansión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL | | |
| 16-3 | SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL | Funcionalmente, la obra SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL surge como apoyo al suministro del Gran Concepción debido, entre otras cosas, por el retiro de central Bocamina II.<br><br>En la sección 3.1.10.5 del ITP 2022 se indica:<br><br>“El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.<br>El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.”<br><br>Ver Figura 25.<br><br>Dado que la sugerencia implica la nacionalización | Dado que la sugerencia implica la nacionalización de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha obra, que serán pagados directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Luego, si se consideran además los costos de inversión de la línea Santa María – Charrúa, es posible que sean de interés otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea.<br><br>Se sugiere que la CNE indiqué qué otras opciones eficientes ha considerado y cómo se comparan con el costo total a transferir a clientes (incluyendo la nacionalización de obras). | Ver respuesta a la observación 16-2.<br><br>Adicionalmente a lo indicado en la respuesta señalada, es del caso indicar que esta Comisión ha tenido a la vista los costos que podría significar la incorporación a los sistemas de servicio público y, con ello, al cargo por transmisión de las líneas mencionadas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha obra, que serán pagados directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Luego, si se consideran los costos de inversión de la línea Lagunillas – Arauco MAPA, es posible que sean de interés otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea. Se sugiere que la CNE indiqué qué otras opciones eficientes ha considerado y cómo se comparan con el costo total a transferir a clientes (incluyendo la nacionalización de obras).<br><br>Esta observación también se relaciona a la obra: SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA – CENTRAL SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) | En caso que haya una obra más económica, se debe descartar el proyecto. | |
| 16-4 | Modelación de Centrales Eólicas que afectan la sugerencia de obras asociadas a Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur | La consideración de perfiles eólicos es importante para la definición de expansiones de transmisión, particularmente para los volúmenes de penetración eólica que la CNE está estimado para la zona sur del país.<br><br>Los perfiles utilizados para la evaluación de centrales eólicas están subestimando la capacidad de generación renovable en la zona norte del SEN..<br><br>Particularmente, para las centrales del Escenario | Se solicita:<br><br>1. Mejorar la evaluación del ITP 2022 con perfiles de generación eólica consistentes con la disponibilidad del recurso observado en la zona norte.<br><br>2. Una vez realizadas las evaluaciones con perfiles de generación eólica | No se acoge la observación.<br><br>La modelación de las centrales eólicas y sus perfiles asociados a los EGPT es realizada de acuerdo con los antecedentes dispuestos por el Ministerio de Energía en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), lo que se ajusta a la normativa aplicable al proceso de planificación de la transmisión.<br><br>Sin perjuicio de lo anterior, se efectuará la consulta al Ministerio de Energía para |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Común en las distintas zonas del SING las bases de simulación (OSE) consideraron perfiles eólicos con factor planta entre 50% - 70% en las 16 – 20 horas. Sin embargo, se constató que en los Escenarios A – E se consideró un factor planta 20% menor entre las horas 16 – 20 para centrales de las zonas Kimal y Parinas. En el caso de los perfiles eólicos de las centrales ubicadas en la zona de Likanantai, se consideró un factor planta cercano al 0% entre las horas 18 – 22 para los Escenarios B, C y E. Los detalles se ilustran en la siguiente figura.<br><br>Ver Figura 26<br><br>En consecuencia, la disponibilidad de recurso renovable para nuevas centrales potenciales en la zona norte es significativamente menor a la observada en la realidad (y considerada para obras existentes). Lo anterior puede distorsionar la expansión del parque de generación renovable.. | consistentes con la disponibilidad del recurso en la zona norte, indicar si los resultados de expansión para generación eólica en el sur se ven afectados.<br><br>3. En caso de verse afectados los resultados de expansión de generación en la zona sur, revisar la evaluación de la pertinencia de realizar la Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur. | efectos de establecer la pertinencia de eventuales ajustes a los perfiles señalados. |
| 16-5 | Consideración de mínimos técnicos de generación en la evaluación | Dentro de las observaciones al proceso de expansión 2021, Collahuasi indicó (observación E15-01):<br><br>“Se requiere validar los siguientes aspectos respecto de la incorporación de un sistema de almacenamiento propuesto:<br><br>[…]<br><br>4. Si la CNE ha incorporado en la modelación restricciones de mínimos técnicos, partida y parada | Dado que han transcurrido más de 12 meses desde que se formuló la observación respecto de consideración de mínimos técnicos en las evaluaciones, y su no consideración contribuye a sobreestimar beneficios de obras de expansión, se solicita:<br><br>1. Que la CNE realice la | No se acoge la observación.<br><br>Si bien es cierto que el modelo utilizado no permite modelar en forma explícita la activación o no de las centrales de generación y, por tanto, su eventual utilización a potencia mínima (mínimo técnico), esta Comisión utiliza en la modelación la potencia mínima de las centrales a carbón presentes en el Sistema, las que corresponden a aquellas que con mayor probabilidad deberán permanecer en |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de unidades térmicas, y servicios complementarios que son restricciones adicionales que dificultan la reducción de costos sistémicos en un contexto de alta integración de energía renovable. La correcta incorporación de dichos factores puede limitar los beneficios percibidos del sistema propuesto. “<br><br>Ante dicha observación, la CNE respondió:<br><br>“En relación a la modelación de restricciones a la operación de instalaciones de generación (mínimos técnicos, tiempos de partida/detención, etc.), éstas no han sido incorporadas en los análisis, en particular, en atención a las limitaciones propias del modelo utilizado por esta Comisión, lo que no hace posible incorporar en forma directa estas restricciones.”<br><br>La no consideración de mínimos técnicos lleva a sobre estimar los beneficios de las obras de transmisión en un contexto de alta integración de energía renovable debido a que las evaluaciones de la CNE pueden incorporar niveles de generación (reducciones de generación térmica) no factibles.<br><br>El aspecto mencionado es relevante para las expansiones que se derivan de un supuesto alto nivel de integración eólica en la zona sur, particularmente en el caso de las sugerencias de obras asociadas a Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur. | evaluación considerando mínimos técnicos de centrales en la evaluación económica.<br><br>2. Si realizada la evaluación cambia el plan de expansión de generación, realizar las evaluaciones que corresponda para verificar la pertinencia de las obras asociadas a Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur. | dicha condición, aun cuando exista oferta de menor costo variable disponible en ciertas horas. Lo anterior constituye una aproximación razonable en relación con la modelación detallada y explícita de la variable de predespacho para las unidades de generación que presentan este tipo de restricciones operativas.<br><br>Por lo indicado, no se estima necesario realizar análisis adicionales con motivo de la observación planteada. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 16-6 | Modelación de CSP | 1) En el proceso de expansión de la Transmisión 2021 se observó lo siguiente (observación E15-07):<br><br>"La modelación utilizada para la evaluación del CSP podría estar sobre estimando la capacidad de generación de la tecnología CSP, particularmente en invierno o fueras de las horas de sol. Lo anterior si los proyectos de CSP no son dimensionados apropiadamente y dicho dimensionamiento incorporado en los costos de evaluación.<br><br>En la sección 7.3.6.1, iii), se indica que el desarrollo del perfil para la tecnología CSP se consideró complementario a la generación fotovoltaica. Se indica que se utilizó la siguiente expresión.<br><br>$Potencia\ Complemento\ (p.u) = 1 - Potencia\ FV\ (p.u)$<br><br>En el estudio se definió la potencia en p.u. de las centrales fotovoltaicas en la zona norte de la siguiente forma:<br><br>Ver Figura 27<br><br>Por lo tanto, la definición de complemento para centrales CSP está definida de la siguiente forma:<br><br>Ver Figura 28<br><br>Luego, según esos antecedentes, en la página 101 se indica: "A partir de dichos valores, y | Se solicita realizar las evaluaciones cumpliendo los planes de mejora que la CNE ha comprometido en las respuestas a las observaciones del ITP 2021. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado en las respuestas a las observaciones del ITP del Plan de Expansión 2021, la Comisión avanza continuamente en optimizar de mejor manera los recursos del sistema en virtud de las características de cada central y de los requerimientos de las evaluaciones. De esta forma, se hace presente que, con motivo del proceso de optimización de inversiones, se utilizó una optimización endógena de los sistemas de almacenamiento. Por otro lado, en el proceso de optimización de la operación del sistema se realiza la optimización endógena de los sistemas de almacenamiento de tipo BESS y bombeo. Sin embargo, dada la temporalidad y baja penetración de sistemas CSP en los EGPT resultantes en el presente proceso y, por lo tanto, de sus potenciales efectos en las inversiones necesarias en transmisión, se considera la metodología descrita en el informe. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | considerando una operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:<br><br>Ver Figura 29<br><br>En vista de los antecedentes presentados, se debe verificar que el potencial de generación de la tecnología CSP no esté sobreestimado; particularmente en meses de invierno y durante la noche. La capacidad de generación del sistema CSP tiene que ser no sólo consistente con el recurso solar disponible sino también con la arquitectura de la planta CSP que se defina y por ende sus costos.<br><br>Lo indicado anteriormente puede ser relevante para el Escenario 2 (que incluye 6219 MW de CSP), Escenario 3 (que incluye 2253 MW de CSP), y Escenario 5 (que incluye 4057 MW de CSP).”<br><br>2) La respuesta de la CNE fue la siguiente:<br><br>“Se acoge la observación.<br><br>El supuesto en el cual se basó la construcción del perfil de funcionamiento de las centrales CSP es teórico, donde se consideró que este tipo de centrales tenían un factor de planta de 86% anual, el cual, al considerar la disponibilidad anual de la central disminuye a un factor de planta de 79%. | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Por lo tanto, e independiente de la optimización de los recursos que determine el software, el factor de planta anual no podrá ser superior a 79%.<br><br>Además, se analiza mensualmente la operación de las CSP, observándose que el factor de planta promedio en meses de varano siempre es menor o igual a 76% y 78% en meses de invierno, lo cual representa valores razonables pensando en plantas reales (factores de planta mensuales sobre 75%).<br><br>Finalmente, se hace presente que se está trabajando para que en próximos procesos de planificación, tanto a centrales tipo CSP como a sistemas de almacenamiento no se les defina un perfil de funcionamiento de forma exógena y funcionen bajo una optimización interna en el software de simulación. De esta forma se podrán optimizar de mejor manera los recursos del Sistema en virtud de las características de cada central."<br><br>3) Luego, al observar lo indicado en la sección 7.3.6.1, iii) del ITP 2022, se verifica que la modelación utilizada para la evaluación del CSP corresponde a la misma utilizada en el proceso de expansión de la Transmisión 2021. Es decir, la CNE no avanzó en mejorar la evaluación "idealizada" de sistemas CSP. | | |
| 16-7 | Nuevo sistema de compensación reactiva | En la Sección 8.2.1 del ITP se indica: "Esta obra tiene como propósito garantizar las condiciones mínimas de fortaleza de red requeridas para la | Eliminar el Nuevo sistema de compensación reactiva | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, cabe señalar que la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | mediante condensadores síncronos | correcta operación de la futura Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, actualmente en ejecución.”<br><br>En la sección 3.2.1.1 del ITP se indica, respecto de los objetivos del proyecto, lo siguiente: “El nuevo sistema de compensación deberá ser dimensionado de forma tal de aportar un monto equivalente a, al menos, 4.600 MVA de potencia de cortocircuito en las barras de 220 kV de la S/E Conversora Kimal, con el objetivo de mejorar los niveles de fortaleza de la red en dicha barra del sistema.”<br><br>En la evaluación de la línea HVDC se consideraron los requerimientos establecidos en la LGSE, Artículo 87, que establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de manera eficiente. Luego, todos los aspectos relacionados al funcionamiento de la línea HVDC debieran estar incluidos en la evaluación del proyecto HVDC y no ser parte de expansiones posteriores.<br><br>Por lo demás, el Coordinador, mediante Informe SSCC 2023, definió los requerimientos de fortaleza de red como un SSCC de control de tensión. Luego, si el servicio de control fortaleza de red ha sido definido como un SSCC de control de tensión, no debiera ser licitado como una obra nueva de transmisión. | mediante condensadores síncronos. | evaluación de la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" consideró los elementos necesarios para su correcto funcionamiento, los que, a su vez, se tradujeron en las distintas exigencias y requerimientos en las respectivas bases de licitación, las que fueron elaboradas por el Coordinador. No obstante lo anterior, en dichas bases de licitación se incluyeron también condiciones mínimas que el Sistema debe cumplir, las cuales debieron ser consideradas por los participantes para el desarrollo de sus respectivas propuestas. Dentro de esas condiciones se encuentra la potencia de cortocircuito mínima en la barra Kimal 220 kV, tal como se indica en el numeral 8.2.1 del ITP, y que no se estaría cumpliendo en las condiciones de operación consideradas por el Coordinador para el dimensionamiento de las necesidades de fortaleza de red, las que derivaron en la licitación de dicho equipamiento a través de la prestación del servicio complementario de control de tensión.<br><br>Adicionalmente, es conveniente indicar que, si bien la licitación de SSCC para el control de tensión desarrollada por el Coordinador considera la incorporación de equipos de similares características a los incluidos en la obra en cuestión, su materialización resulta complementaria, razón por la cual esta |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Finalmente, se sugiere tener en consideración:<br><br>1. El plazo de desarrollo de condensadores síncronos es menor a 5 años. Las condiciones de fortaleza de red cuando entre en servicio la línea HVDC son inciertas y actualmente la CNE no ha desarrollado los estudios para evaluar correctamente las necesidades de fortaleza de red en el sistema.<br><br>2. En caso de ser necesaria nueva infraestructura, tal como ha definido el Coordinador, el requerimiento de fortaleza de red en una subestación específica se puede satisfacer con infraestructura en distintas subestaciones, no sólo en una subestación. Por lo tanto, en vista de una mayor competencia, se debería permitir que los oferentes desarrollen infraestructura en diferentes subestaciones para cumplir la funcionalidad requerida. | | Comisión ha considerado la pertinencia de realizar un ajuste al monto establecido en el ITP, de modo tal que incorpore el resultado de la licitación de SSCC referida, evitando así una sobre instalación de este tipo de equipamiento.<br><br>Por otra parte, en relación con los plazos de ejecución de la obra y la proyección de las condiciones del Sistema para la fecha de entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, esta Comisión consideró las mismas condiciones utilizadas por el Coordinador para efectos de dimensionar los requerimientos de SSCC de control de tensión, tal como se señaló previamente. Dichas condiciones consideran una proyección del estado del Sistema al año 2025, de modo que, a juicio de esta Comisión, resulta un escenario conservador respecto del requerimiento efectivo, en atención al avance del proceso de cierre y retiro de las centrales térmicas que operan en base a carbón, frente a lo cual resulta especialmente sensible el atributo de potencia de cortocircuito en la zona del Norte Grande, tal como ha sido ampliamente analizado y difundido por el Coordinador. Por lo tanto, no parece adecuado esperar futuros procesos o el desarrollo de nuevos análisis para establecer la pertinencia de la incorporación de la obra en cuestión, más |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | aún, en atención al condicionamiento incorporado en relación con el monto a licitar como obra de expansión.<br><br>Finalmente, en cuanto a lo señalado respecto de la eficiencia de instalar equipamiento en uno o más nodos del Sistema, tanto en términos de efectividad del cumplimiento del requerimiento, como en términos de eficiencia económica por efecto de la presencia de economías de escala y ámbito, la solución más eficiente para cubrir el requerimiento definido (potencia de cortocircuito en el nodo Kimal 220) resulta una única instalación en el nodo referido, y no una solución distribuida, la cual posee otros atributos que no son perseguidos por esta obra. |
| 16-8 | Escenarios de costo de combustible | Para el costo del GNL la CNE definió los siguientes escenarios.<br><br>Ver Figura 30<br><br>Al año 2030, la variación de costo entre el escenario alto, medio y bajo es menor a 5%. Algo similar ocurre con los precios de carbón.<br><br>Por lo tanto, los escenarios definidos no consideran apropiadamente lo definido en el artículo 87° de la LGSE toda vez que no reflejan apropiadamente los riesgos asociados a la variabilidad de precio de combustible. Si bien la ley | Realizar la evaluación considerando una variación mayor a 5% en los escenarios de costos de combustibles, por lo que se debería considerar un escenario de menor precio y un escenario de mayor precio. | No se acoge la observación.<br><br>La metodología utilizada por esta Comisión consiste en usar en los primeros 10 años del proceso de planificación la curva referencial de la proyección de precios de los combustibles desarrollada por esta institución (con base en el Informe de proyecciones de precios de combustibles 2022-2036, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 554, de fecha 15 diciembre de 2021). Estos valores se utilizan bajo los mismos criterios observados en el proceso de fijación de precio de nudo de corto plazo |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | y el reglamente no son explícitos en la forma de definir los escenarios, es claro que una variación menor a 5% en el costo de combustible no refleja incluso la variabilidad de costo que se enfrenta dentro de un año. | | del primer semestre del año 2022. Por su parte, para los siguientes 10 años se proyectan los precios de los combustibles haciendo uso de las tasas de crecimiento utilizadas por la PELP para estos años. Esta metodología es acorde con lo señalado en el literal a) del artículo 78 del Reglamento de Planificación de la Transmisión.<br><br>Sin perjuicio de lo anterior, y con la finalidad de mejorar la evaluación del riesgo que suponen las modificaciones severas y constantes a los precios de los combustibles, se analizará en procesos de planificación futuros la pertinencia de incrementar los años en los cuales los escenarios presentan costos de combustibles distintos. |

# Anexos Empresa 16

*Figura 24*

**Tabla 3.2: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM)**

| Instalación | Propietario |
|---|---|
| Línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María | Alfa Transmisora de Energía S.A. |

*Figura 25*

**Tabla 3.3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual**

| Instalación | Propietario |
|---|---|
| Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA | Arauco Bioenergía S.A. |

*Figura 26*

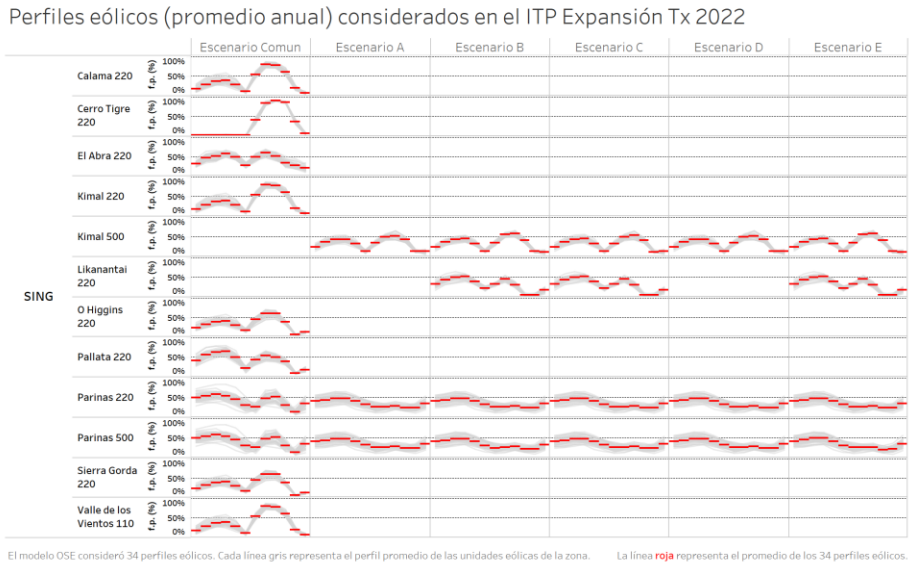

Perfiles eólicos (promedio anual) considerados en el ITP Expansión Tx 2022
Escenario Comun
Escenario A
Escenario B
Escenario C
Escenario D
Escenario E
SING
Calama 220
Cerro Tigre 220
El Abra 220
Kimal 220
Kimal 500
Likanantai 220
O Higgins 220
Pallata 220
Parinas 220
Parinas 500
Sierra Gorda 220
Valle de los Vientos 110
f.p. (%)
100%
50%
0%
El modelo OSE consideró 34 perfiles eólicos. Cada línea gris representa el perfil promedio de las unidades eólicas de la zona.
La línea roja representa el promedio de los 34 perfiles eólicos.

*Figura 27*

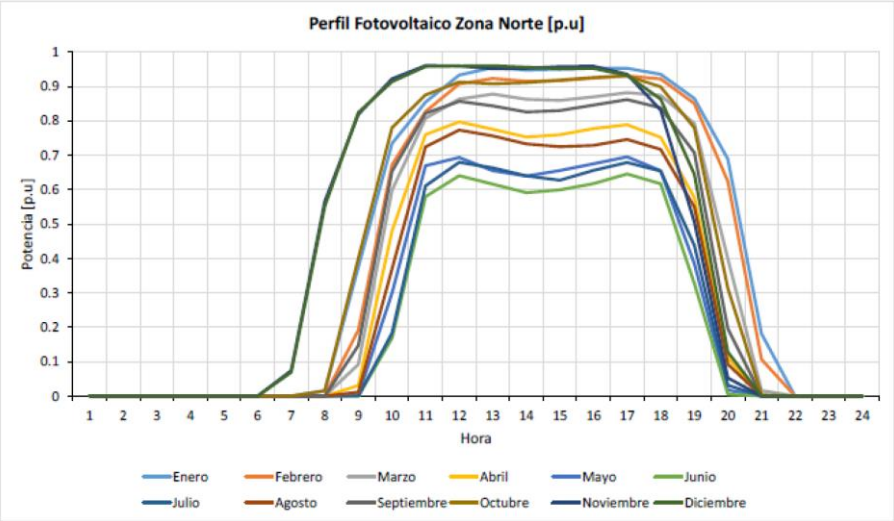

Perfil Fotovoltaico Zona Norte [p.u]
Potencia [p.u]
Hora
Enero
Febrero
Marzo
Abril
Mayo
Junio
Julio
Agosto
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre

*Figura 28*

**Tabla 7.16: Potencia complementaria para cada mes-hora**

| | MES | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| HORA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 6 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 7 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,93 | 0,93 |
| 8 | 0,98 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,98 | 0,43 | 0,45 |
| 9 | 0,63 | 0,81 | 0,91 | 0,97 | 1 | 1 | 1 | 0,99 | 0,85 | 0,6 | 0,18 | 0,18 |
| 10 | 0,27 | 0,33 | 0,4 | 0,52 | 0,7 | 0,83 | 0,82 | 0,63 | 0,35 | 0,22 | 0,08 | 0,09 |
| 11 | 0,15 | 0,17 | 0,19 | 0,24 | 0,33 | 0,42 | 0,39 | 0,28 | 0,18 | 0,12 | 0,04 | 0,04 |
| 12 | 0,07 | 0,09 | 0,14 | 0,2 | 0,31 | 0,36 | 0,32 | 0,23 | 0,14 | 0,09 | 0,04 | 0,04 |
| 13 | 0,05 | 0,08 | 0,12 | 0,22 | 0,34 | 0,38 | 0,34 | 0,24 | 0,16 | 0,09 | 0,05 | 0,04 |
| 14 | 0,05 | 0,08 | 0,14 | 0,25 | 0,36 | 0,41 | 0,36 | 0,27 | 0,17 | 0,09 | 0,05 | 0,04 |
| 15 | 0,05 | 0,08 | 0,14 | 0,24 | 0,34 | 0,4 | 0,37 | 0,28 | 0,17 | 0,08 | 0,04 | 0,05 |
| 16 | 0,05 | 0,08 | 0,13 | 0,22 | 0,32 | 0,38 | 0,34 | 0,27 | 0,15 | 0,07 | 0,04 | 0,05 |
| 17 | 0,05 | 0,07 | 0,12 | 0,21 | 0,3 | 0,35 | 0,32 | 0,25 | 0,14 | 0,07 | 0,06 | 0,07 |
| 18 | 0,06 | 0,08 | 0,13 | 0,25 | 0,34 | 0,38 | 0,35 | 0,28 | 0,16 | 0,1 | 0,17 | 0,14 |
| 19 | 0,13 | 0,15 | 0,21 | 0,42 | 0,61 | 0,67 | 0,56 | 0,45 | 0,29 | 0,22 | 0,49 | 0,36 |
| 20 | 0,31 | 0,38 | 0,6 | 0,89 | 0,98 | 0,99 | 0,97 | 0,91 | 0,8 | 0,69 | 0,95 | 0,87 |
| 21 | 0,82 | 0,89 | 0,98 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 22 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 23 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Figura 29*

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

*Figura 30*

**Tabla 7.13: Costo del GNL usado en la modelación del SEN**

| Año | Precio Alto [USD/MMBtu] | Precio Medio [USD/MMBtu] | Precio Bajo [USD/MMBtu] |
|---|---|---|---|
| 2022 | 8,44 | 8,44 | 8,44 |
| 2023 | 8,15 | 8,15 | 8,15 |
| 2024 | 7,92 | 7,92 | 7,92 |
| 2025 | 8,02 | 8,02 | 8,02 |
| 2026 | 8,21 | 8,14 | 8,05 |
| 2027 | 8,32 | 8,21 | 8,07 |
| 2028 | 8,49 | 8,36 | 8,21 |
| 2029 | 8,64 | 8,49 | 8,33 |
| 2030 | 8,71 | 8,56 | 8,38 |
| 2031 | 8,75 | 8,57 | 8,37 |
| 2032 | 8,84 | 8,65 | 8,42 |
| 2033 | 8,94 | 8,72 | 8,47 |
| 2034 | 8,99 | 8,76 | 8,49 |
| 2035 | 9,02 | 8,78 | 8,49 |
| 2036 | 9,04 | 8,78 | 8,49 |
| 2037 | 9,04 | 8,77 | 8,46 |
| 2038 | 9,09 | 8,80 | 8,45 |
| 2039 | 9,13 | 8,80 | 8,41 |
| 2040 | 9,15 | 8,79 | 8,39 |
| 2041 | 9,15 | 8,79 | 8,38 |

# E17 – CGE

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-1 | Punto 4.1.1. Sistema A. Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT) | 1.- La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto, el proyecto debe contemplar la construcción de una nueva Sala de Comando para alojar los nuevos gabinetes de control, protección y medida asociados a los nuevos paños.<br>2.-Debido a que la S/E encuentra emplazada en el costado del cerro, no se ve factible utilizar los espacios existentes dentro del recinto, por ello, se requiere comprar terreno para el emplazamiento de las nuevas instalaciones.<br>3.- Debido a las limitaciones de espacio, se debe considerar tecnología GIS para la nueva barra y paños de 110 kV. Adicionalmente al seccionar la línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón se debe considerar barra de transferencia y paño de transferencia, junto con la incorporación del transformador existente a la nueva configuración de barras.<br>4.- Debido a que es necesario comprar terreno se debe modificar el plazo de ejecución del proyecto a 36 meses.<br>5.- Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las | Punto 4.1.1. Sistema A. Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT) Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En base a los antecedentes expuestos en la observación, así como la modificación de alcance solicitada, esta Comisión determinó la pertinencia de postergar la incorporación de la obra en cuestión, con el propósito de abordar de manera más eficiente las problemáticas de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la zona, lo que será analizado con motivo del proceso de expansión 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-2 | Punto 4.1.2. Sistema A. Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) | La S/E Alto Hospicio se energiza desde una conexión en Tap de la LT 1x110kV Cóndores-Cerro Dragón. Esta condición no permite realizar mantenimiento en los paños de los extremos de línea, ya que no es posible respaldar completamente los consumos de 65 mil clientes.<br>En el tramo de 2,86km entre las subestaciones Cóndores y Alto Hospicio, la línea está apoyada en estructuras metálicas preparadas para recibir un nuevo tendido de conductor.<br>En consecuencia, con el objetivo de atender los incrementos de demanda, mejorar la calidad de servicio y permitir realizar mantenimiento, es necesario tender el segundo circuito entre las subestaciones Cóndores y Alto Hospicio. El alcance de este proyecto fue especificado en una propuesta que realizó CGE en el marco del Plan de Expansión 2017 y considera principalmente:<br>1.- Construcción de un nuevo paño en 110 KV en Subestación Cóndores.<br>2.- Montaje de aislación y tendido de nuevo conductor de aluminio AAAC calibre Cairo, utilizando las estructuras existentes en el tramo Cóndores-Alto Hospicio. | Punto 4.1.2. Sistema A. Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)<br>Considerando las observaciones indicadas:<br>1. Se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)".<br>2. Se debe incorporar el proyecto "Tendido de segundo circuito de 110kV entre las subestaciones Cóndores y Alto Hospicio" | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>A partir de las observaciones recibidas, esta Comisión ha decidido postergar la incorporación de esta obra para efectos de analizar esta u otra obra que aborde la problemática de suficiencia para la zona abastecida por la S/E Alto Hospicio, debiendo ser analizada nuevamente con motivo del proceso de expansión 2023. |
| 17-3 | Punto 4.1.3. Sistema B. Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT) | 1.- La subestación no dispone de Sala de Comando, por lo tanto el proyecto debe contemplar una nueva Sala de Comando dotada de servicios auxiliares de corriente alterna y continua.<br>2.- Para el emplazamiento de las nuevas instalaciones se requiere comprar terreno. | Punto 4.1.3. Sistema B. Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>, Esta Comisión está de acuerdo con la incorporación de una nueva sala de comando, aunque es conveniente aclarar que los detalles de este nivel, así como |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 3.- Debido a que es necesario comprar terreno se debe modificar plazo de ejecución del proyecto a 36 meses.<br>4.- Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional | descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | las adecuaciones a la obra, se considerarán dentro del ámbito de la ingeniería conceptual y no en la descripción de la obra.<br><br>Asimismo, se concuerda respecto de la pertinencia de extender el plazo debido a la necesidad de compra de terreno, por lo que se ajustará el plazo de ejecución de la obra.<br><br>Finalmente, en relación con la solicitud de aclarar si los paños para alimentadores de media tensión que se construyen a propósito de la obra de transmisión propuesta en el presente plan de expansión, esta Comisión señala que dichos equipamientos deberán ser destinados para la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio.<br>Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-4 | Punto 4.1.3. Sistema B. Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT) | La S/E Taltal se energiza radialmente desde S/E Diego de Almagro a través de una línea en 110kV de aproximadamente 130km de extensión. Además, debido a que la SE Taltal no tiene instalaciones cercanas en 13,2kV, no existe la posibilidad de continuar abasteciendo los consumos ante falla de la línea de transmisión o del transformador de poder de 5MVA que está en servicio. Para solucionar el problema del transformador de poder, se ejecutará la obra indicada en el Punto 4.1.3. Sistema B. "Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)" del Informe Técnico Preliminar. No obstante, es necesario incorporar otro proyecto que permita respaldar los consumos ante fallas de la línea. Para ello, proponemos se incorpore el proyecto "Apoyo a Taltal", que consiste en:<br>1.- Abrir la LT 1x110kV en el tramo entre las subestaciones Taltal y Las Luces, aproximadamente a 20km al sur de S/E Taltal<br>2.- Construir una línea de doble circuito en 110kV desde el punto indicado en el punto anterior hasta la Nueva SE Seccionadora Taltal<br>3.- Construir la Nueva S/E Seccionadora Taltal, que seccione la LT 2x220kV Paposo-Diego de Almagro en las cercanías de S/E Francisco y tendrá un transformador de 75MVA.<br>Este proyecto no solo permitirá respaldar los consumos que son abastecidos desde la S/E Taltal, sino que también los consumos que son energizados desde Minera Las Luces y Planta Óxidos. | Punto 4.1.3. Sistema B. Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Apoyo a Taltal" | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión busca atender requerimientos de suficiencia del Sistema, mientras que lo indicado en la observación busca resolver una problemática de seguridad, solicitando incorporar al plan de expansión una obra de dimensiones muy superiores a la obra en cuestión, modificando complementa el diseño de la solución.<br><br>Dado lo anterior, esta Comisión no modificará la obra en los términos solicitados. |
| 17-5 | Punto 4.1.4. Sistema B. Ampliación en S/E | 1.- El proyecto debe contemplar la construcción de un muro cortafuego y foso recolector con separador agua- | Punto 4.1.4. Sistema B. Ampliación en S/E San | Se acoge parcialmente la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66kV | aceite para el nuevo transformador T3.<br>2.- Por limitaciones de espacio en sala existente se debe considerar la construcción de una nueva sala de comandos para los nuevos paños, dotada de SSAA de CA y CC. Por otra parte, en el punto ID 156, ID Obra 32-01, proyecto "Ampliación S/E San Juan" presentada por Oceanus Chile SpA, se indica como Motivo de no Recomendación que se incorpora la obra "Ampliación en S/E San Juan", que corresponde al proyecto que está en el Punto 4.1.4. Sistema B, del Informe Técnico Preliminar". Además, es importante tener en cuenta que al considerar el proyecto de Oceanus Chile SpA es necesario aumentar la capacidad de transformación 110/66kV en S/E de Pan de Azúcar. Cabe mencionar que ese proyecto fue propuesto y justificado por CGE, indicando que se requiere para atender los incrementos de los consumos que actualmente son abastecidos desde la S/E San Juan. Por tanto, se debe considerar que los 16MW solicitados por Oceanus es un requerimiento adicional, en consecuencia, el nuevo transformador que se instalará en S/E San Juan debe ser de a lo menos 40MVA o reemplazar los dos transformadores 66/13,2kV de SE Guayacán por equipos de 30MVA (realizando las modificaciones en la subestación), lo que permitirá abastecer los consumos en los próximos 20 años y atender el requerimiento de Oceanus Chile SpA. Respecto a la nueva sección de barra de MT, se deben considerar a lo menos 6 paños para alimentadores, donde 2 serían para atender el consumo de Oceanus Chile SpA.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por | Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV.<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | En base a los antecedentes presentados, esta Comisión modifica el alcance de la obra en cuestión en el ITF, considerando dos unidades de 30 MVA cada una, reemplazando las unidades existentes y la construcción de los 6 paños MT adicionales a los existentes. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional | | |
| 17-6 | Punto 4.1.5 Sistema B. Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT) | 1.- La subestación dispone de una Sala de Comando limitada en espacio, por lo tanto, el proyecto debe contemplar la construcción de una nueva sala para alojar los nuevos gabinetes de control, protección y medida asociados a las nuevas instalaciones.<br>2.-Para la conexión del nuevo transformador se requiere ampliar la barra de 66 kV existente. Por otra parte, la SE Monte Patria tiene también un transformador 66/13,2kV de 10MVA, que el año 2022 tuvo una demanda máxima de 68% y, de acuerdo a las proyecciones, al año 2028 tendrá una demanda del orden de 82%, sin posibilidad de descargarse a través de redes de distribución. Por tanto, con el objetivo de continuar abasteciendo los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio, aprovechando la sinergia del proyecto descrito en el Punto 4.1.5. Sistema B "Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)", se debe considerar también en este proyecto de ampliación:<br>1.- Habilitar un nuevo transformador 66/13,2kV de | Punto 4.1.5. Sistema B. Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT) Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En base a los antecedentes expuestos en la observación, así como la modificación de alcance solicitada, esta Comisión determinó la pertinencia de postergar la incorporación de la obra en cuestión, con el propósito de abordar de manera más eficiente las problemáticas de suficiencia y seguridad para el abastecimiento de la zona, lo que será analizado con motivo del proceso de expansión 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 10MVA con al menos 2 paños para nuevos alimentadores.<br>2.- Seccionar la LT 2x66kV Ovalle-Los Molles en SE Monte Patria.<br>3.- Realizar las modificaciones en la subestación para habilitar este nuevo transformador.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional | | |
| 17-7 | Punto 4.2.6. Sistema D. Nueva S/E Don Melchor | Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el | Punto 4.2.6. Sistema D. Nueva S/E Don Melchor Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Don Melchor" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Esta Comisión aclara que los paños para alimentadores de media tensión que serán ejecutados con motivo de esta obra de expansión, deberán ser destinados para la conexión de alimentadores cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.<br><br>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones a la descripción de la obra, toda vez que la situación se aclara mediante la presente respuesta. |
| 17-8 | Punto 4.2.7. Sistema D. Nueva S/E Nos | Con el objetivo de abastecer los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio de la zona, se deben considerar al menos 6 paños para alimentadores, debido a que se tiene considerado proyectar 3 nuevos alimentadores desde la puesta en servicio de la subestación. Por ende, para los futuros crecimientos de la zona, sólo quedaría un paño disponible para construir nuevos alimentadores, limitando así el correcto abastecimiento de la demanda y la conexión de grandes clientes en el corto y mediano plazo. A su vez, debido a eventuales problemas en la regulación de tensión en 12kV de los alimentadores de la zona, se estima que para hacer uso de los 50MVA propuestos, se debieran considerar al menos 2 cabeceras adicionales para distribuir la carga y asegurar una calidad de servicio que cumpla los estándares normativos.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por | Punto 4.2.7. Sistema D. Nueva S/E Nos<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Nueva S/E Nos" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes presentados y a los análisis realizados por esta Comisión, se considerará la incorporación de 6 paños de alimentadores en MT y espacio adicional para 2 paños de alimentadores. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-9 | Punto 4.2.8. Sistema E.<br>Nueva S/E Claudio Arrau | La Nueva SE Claudio Arrau tendrá un impacto similar a la que se tenía proyectado de SE Trébol, en lo referido a los transformadores 66/15kV.<br>Debido a que el proyecto de SE Trébol, que es parte del Decreto N°418/2017, se licitó en reiteradas ocasiones y no se asignó, hoy existe un problema de carga en los transformadores AT/MT que abastecen el centro de Concepción.<br>El año 2022, esta fue la demanda máxima registrada por los transformadores de esta zona:<br>1. SE Ejército: 73% y 100%, T1 y T2, respectivamente.<br>2. SE Andalién: 99% y 60%, T1 y T2, respectivamente.<br>3. SE Colo-Colo: 90% y 49%, respectivamente.<br><br>Se revisarán obras en las redes de distribución que permitan equilibrar la carga entre transformadores, no obstante, solo considerando crecimiento vegetativo, es decir, no considerando ningún aumento de demanda de un gran cliente o la necesidad de un nuevo gran | Punto 4.2.8. Sistema E.<br>Nueva S/E Claudio Arrau<br>Considerando las observaciones indicadas se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 los proyectos "Ampliación en S/E Ejército" y "Ampliación en S/E Andalién" | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En base a los antecedentes expuestos y a los análisis realizados por esta Comisión, se concluye que resulta necesaria la incorporación de una obra de expansión para la zona de Concepción, de modo de permitir el abastecimiento de la demanda en forma oportuna, minimizando los riesgos de no cumplir con dicho mandato. Por lo anterior, se incluirá la obra "Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)" en el ITF. Sin embargo, esta Comisión no visualiza la necesidad de ampliar la S/E Ejército, por lo que esto no será incluido en el presente plan de expansión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | consumo, se proyecta que al año 2028 los transformadores queden operando con una carga cercana a su capacidad máxima:<br>1. SE Ejército: 108%, con una demanda máxima de 54MVA y una capacidad instalada de 50MVA.<br>2. SE Andalién: 96%, con una demanda máxima de 48MVA y una capacidad instalada de 50MVA.<br>3. SE Colo-Colo: 84%, con una demanda máxima de 50MVA y una capacidad instalada de 60MVA.<br>Se estima que la puesta en servicio de la Nueva SE Claudio Arrau, en caso de que sea asignado en el primer proceso de licitación y no tenga retrasos en su ejecución, no será antes del año 2029. En consecuencia, se deben incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión proyectos de ampliación que permitan continuar abasteciendo la demanda. Además, estos proyectos de ampliación permitirán minimizar riesgos de abastecimiento en el Centro de Concepción ante eventuales atrasos de la puesta en servicio de la Nueva SE Claudio Arrau.<br>Por lo tanto, se debe considerar en el Informe Técnico Final la incorporación de:<br>1. Un proyecto de ampliación que considere instalar un nuevo transformador en SE Ejército de 50MVA con al menos 8 salidas para 6 alimentadores. Este proyecto permitirá descargar no solo los transformadores de esta subestación, sino que también los de las subestaciones Andalién y Colo-Colo.<br>2. Con el objetivo de minimizar los riesgos de abastecimiento ante falla de uno de los transformadores, se propone incluir además un proyecto de ampliación en | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | SE Andalién que considere instalar un nuevo transformador de 50MVA con al menos 8 salidas para alimentadores.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-10 | Punto 4.2.9. Sistema E. Nueva S/E Talcahuano Sur | Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | Punto 4.2.9. Sistema E. Nueva S/E Talcahuano Sur Considerando las observaciones indicadas se debe modificar la descripción en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 del proyecto "Nueva S/E Talcahuano Sur". | Ver respuesta a la observación 17-8. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-11 | Punto 4.2.10.<br>Sistema E.<br>Nueva S/E Schwager | La Nueva S/E Schwager permitirá descargar los transformadores de las subestaciones Coronel y Arenas Blancas, también, vía redes de distribución, podrá descargar el transformador de S/E Puchoco. Los transformadores de estas subestaciones tuvieron las siguientes demandas máximas el año 2022:<br>1.- S/E Coronel: 54% el T1 de 9MVA y 88% el T2 de 25MVA.<br>2.- S/E Arenas Blancas: 77% el T1 de 22,5MVA.<br>3.- S/E Puchoco: 72% el T1 de 11MVA<br><br>Respecto a S/E Coronel, aun cuando se realicen traspasos de carga entre transformadores, la demanda alcanzaría 32,3MVA con una capacidad instalada de 34MVA, es decir, del orden de 95% de carga.<br>De acuerdo con las estimaciones de crecimiento solo vegetativo, es decir, sin considerar nuevos requerimientos de grandes clientes, estos transformadores al año 2028 tendrían las siguientes demandas máximas:<br>1.- SE Coronel: 66% el T1 y 106% el T2.<br>2.- SE Arenas Blancas: 92% el T1.<br>3.- SE Puchoco: 87% el T1.<br><br>Debido a que S/E Schwager tiene un plazo de ejecución de 48 meses, se estima que aun considerando la mejor condición, es decir, que se asigne en el primer proceso de licitación y no tenga atrasos en su ejecución, no estará en servicio antes del año 2029. En consecuencia, es necesario incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión del año 2022, un proyecto de ampliación | Punto 4.2.10. Sistema E. Nueva S/E Schwager Considerando las observaciones indicadas se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Ampliación en S/E Puchoco". | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, la proyección de demanda no muestra una cargabilidad superior al 85% en la S/E Puchoco al año de referencia para efectos de los análisis de suficiencia. Por otra parte, el trazado del alimentador Chollin, actualmente abastecido desde la S/E Puchoco, se emplaza en las cercanías de la ubicación de referencia para la futura S/E Schwager, por lo que esta Comisión considera que parte de la demanda de dicho alimentador podría ser abastecida desde la nueva S/E Schwager, en caso de ser necesario. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | que minimice los riesgos de abastecimiento.<br><br>Luego de analizar las redes de distribución, se propone aumentar la capacidad en S/E Puchoco, lo que permitirá atender los incrementos de demanda de este sector. Además, el transformador T1 de SE Puchoco no tiene cambiador de derivaciones bajo carga, lo que impacta en la calidad de servicio, se propone incorporar el proyecto "Ampliación en S/E Puchoco" que considere:<br>1.- Habilitar un nuevo transformador 66/15kV de 30MVA con CDBC.<br>2.- Habilitar 5 nuevas salidas para alimentadores.<br>3.- Realizar las modificaciones en la subestación para habilitar este nuevo transformador.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-12 | Punto 4.1.21. Sistema E. | 1.- Debido a la llegada de la nueva LT 1x66 kV Padre Pancho – Pucón, se requiere construir nuevo paño de línea para la llegada de la LT existente 1x66 kV Villarrica - | Punto 4.1.21. Sistema E. Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS) | Se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS) | Pucón debido a que actualmente en la SE existe sólo el paño de transformación BT.<br>2.- Se debe considerar la adecuación del paño BT para que opere independiente de los paños de línea proyectados. | Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se modifica la descripción de la obra en el ITF. |
| 17-13 | Punto 4.1.22. Sistema E. Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT) | 1.- El proyecto debe contemplar la construcción de un muro cortafuego y foso recolector con separador agua-aceite para el nuevo transformador.<br>2.- Por limitaciones de espacio en sala existente se debe considerar la construcción de una nueva sala de comandos para los nuevos paños, dotada de SSAA de CA y CC.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | Punto 4.1.22. Sistema E. Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT) Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Ver respuesta a la observación 17-3. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-14 | Punto 4.2.13. Sistema E. Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón | Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | Punto 4.2.13. Sistema E. Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción del proyecto "Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Ver respuesta a la observación 17-7. |
| 17-15 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 105, ID Obra 21-04. Transformador 110/23 kV Diego de Almagro | La demanda máxima el año 2022 del transformador de SE Diego de Almagro fue 56%. No obstante, se debe tener en consideración que los grandes clientes conectados a este transformador tienen potencias contratadas mayores a su consumo actual. Se estima que si los clientes Minera Berta y Santiago Metals, que actualmente tienen una demanda de 10kW y 2.067kW, toman la demanda en forma escalonada hasta alcanzar lo que tienen por contrato 1.756kW y 2.799kW, al año 2027 el transformador tendría una demanda cercana a su máxima capacidad de transformación. Esto, sin considerar los requerimientos de nuevos clientes que quedarían condicionados a un aumento de capacidad de | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 105, ID Obra 21-04. Transformador 110/23 kV Diego de Almagro<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Transformador 110/23 kV Diego de Almagro" | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes revisados por esta Comisión, la proyección de demanda, incluidas los consumos mencionados, lograrían ser abastecidos con la capacidad existente, haciendo uso de la holgura existente en la instalación. Dado lo anterior, y atención a la posibilidad de gatillarse un requerimiento por efecto de nuevas solicitudes o por efecto del crecimiento vegetativo, se analizará nuevamente la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | transformación.<br>En consecuencia, es necesario instalar un nuevo trasformador 110/23kV de a lo menos 10MVA y habilitar un paño de 23kV con a lo menos 3 paños para alimentadores.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional | | instalación con motivo del proceso de expansión 2023. |
| 17-16 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 119, ID Obra 24-01. Ampliación S/E Ovalle | Los alimentadores de SE Ovalle tienen conectados PMGD que superan los 80MW de capacidad, lo que distorsiona, particularmente para el transformador T1, las medidas que se registran en los medidores.<br>Las demandas máximas el año 2022 de los transformadores T1 y T2, son:<br>1. Sin considerar la inyección de los PMGD, es decir, solo debido a consumos, es 97% y 50%, respectivamente.<br>2. Considerando la inyección de los PMGD, 92% y -91% (flujo inverso), respectivamente.<br>Es importante considerar que la importante presencia de PMGD en los alimentadores dificulta realizar equilibrios | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 119, ID Obra 24-01. Ampliación S/E Ovalle<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Ampliación S/E Ovalle" con las modificaciones indicadas en las observaciones. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3.1, los análisis de suficiencia desarrollados en el marco del presente proceso de expansión de la transmisión no consideran la eventual presencia de unidades de generación de tipo PMGD, para efectos de definir los requerimientos de suficiencia para el abastecimiento de la demanda. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de carga entre transformadores.<br><br>Considerando la demanda máxima del punto 1 anterior (es decir, solo debido a consumos), y aun cuando se pueda realizar algún tipo de equilibrio de cargas en redes de distribución, la proyección indica que ambos transformadores operarían sobre el 90% el año 2028 (demanda máxima de orden de 55MVA y la capacidad instalada es 60MVA). En consecuencia, es necesario ejecutar el aumento de capacidad de transformación en esta subestación.<br>Respecto a los espacios disponibles, la revisión realizada entrega como resultado la necesidad de habilitar un nuevo transformador 110/23kV de a lo menos 30MVA con 6 paños para alimentadores, para lo cual se deben considerar las modificaciones en la subestación para habilitar este nuevo transformador. Esta solución permitirá, además, no sobrecargar los transformadores 110/66kV de la subestación.<br>Respecto a lo indicado por CNE en relación con la necesidad de construir una nueva subestación que permita atender los incrementos de demanda, es importante destacar que esta propuesta no se incorpora en este informe, por lo que no se ajustará a los plazos necesarios para evitar eventuales problemas de suministro de los consumos que son atendidos desde SE Ovalle. En caso que incorpore un proyecto de una nueva subestación en futuros planes de expansión, el tercer transformador que se instalará en SE Ovalle permitiría atender los consumos y nuevos requerimientos de clientes, además de otorgar confiabilidad en caso de | | Asimismo, es del caso señalar que los sistemas de transmisión zonal se encuentran dispuestos esencialmente para el abastecimiento de la demanda asociada a los sistemas de distribución local, sin perjuicio de su uso por parte de generadores o clientes libres.<br>De esta forma, la ampliación de capacidad, o cualquier expansión en los sistemas de transmisión zonal, debe obedecer a una necesidad asociada al abastecimiento de la demanda, o bien representar un beneficio en términos de seguridad y calidad de servicio para los clientes alimentados desde dichos sistemas, de modo que no corresponde una expansión de las instalaciones zonales por motivos exclusivamente asociados a limitaciones en la capacidad de inyección de unidades de generación conectadas a estos sistemas.<br><br>Finalmente, esta Comisión aclara que los paños para alimentadores de media tensiónque serán ejecutados con motivo de esta obra de expansión, deberán ser destinados para la conexión de alimentadores cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | atrasos del desarrollo de nueva infraestructura.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto dispuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.<br><br>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones a la descripción de la obra, toda vez que la situación se aclara mediante la presente respuesta. |
| 17-17 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 8, ID Obra 00-12. Ampliación en S/E Pan de Azúcar 110/66 kV | El año 2022, el transformador 110/66kV tuvo una demanda de 74% y se proyecta que para el año 2028 alcance un 87%.<br>Además, si se considera la conexión de un gran cliente como Oceanus (ID 156, ID Obra 32-01), se proyecta que para el año 2028 el transformador tenga una carga cercana a su máxima capacidad. En consecuencia, es necesario realizar obras para que el segundo transformador 110/66kV pueda tomar carga en forma permanente.<br>El T10 es un autotransformador y el T2 es un transformador, por lo que se descarta su operación en paralelo. Para independizar la operación de estos equipos se requiere la construcción de un nuevo paño de 110 kV y para ello es necesario ampliar la barra de 110 kV de Transelec, para luego salir con cable subterráneo en 110 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 8, ID Obra 00-12. Ampliación en S/E Pan de Azúcar 110/66 kV<br>Incluir en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto " Ampliación en S/E Pan de Azúcar 110/66 kV", modificando la descripción y la valorización indicada por el Coordinador. | No se acoge la observación.<br><br>Para este proceso de expansión se consideran cargabilidades superiores al 85% al año 2027. Por lo tanto, al no cumplir el proyecto con el criterio establecido, se propone analizar esta obra en el próximo plan. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | kV hasta la ubicación de uno de los equipos 110/66kV. Por el lado de 66 kV existe una posición disponible que podría utilizarse para la independización de los transformadores y para seccionar la barra de 66 kV se puede utilizar el espacio que ocupa el paño de 66 kV de la ex LT 66 kV hacia Ovalle. Con lo anterior, ello en una barra quedaría instalado el paño de transferencia y las LT 2x66kV San Juan/Guayacán y en la otra barra quedaría la LT 1x66 kV a Marquesa. Adicionalmente, el equipo 110/66kV se debe reemplazar por un transformador de a lo menos 100MVA para satisfacer los consumos de Oceanus. Esta configuración permitirá atender los incrementos de demanda y los consumos de grandes clientes. | | |
| 17-18 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 120, ID Obra 24-03. Ampliación S/E Padre Hurtado | 1. La demanda máxima el año 2022 del transformador de S/E Padre Hurtado fue 77% y de acuerdo a las proyecciones se estima que el año 2028 alcance un 93% de su capacidad, por lo tanto, con el objetivo de atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio, es necesario instalar un nuevo transformador de a lo menos 30MVA (proyecto presentado por CGE).<br>2.- Por otro lado, analizando las redes de distribución de la comuna de Padre Hurtado, el proyecto Nueva SE El Lazo no permitirá descargar el T1 de SE Padre Hurtado por los siguientes motivos:<br>a) En MT tienen distinto nivel de tensión.<br>b) Los consumos más importantes de la SE Padre Hurtado son de carácter industrial y se encuentren en un radio no superior a 2km en torno a la subestación. De acuerdo a la descripción del proyecto, la Nueva SE El Lazo se construirá aproximadamente a 8km de SE Padre Hurtado, | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 120, ID Obra 24-03. Ampliación S/E Padre Hurtado Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Padre Hurtado" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, cabe señalar que, de acuerdo con las proyecciones de demanda en la S/E Padre Hurtado y aplicando la metodología descrita en el Capítulo 7 del ITF, no se observan problemas de suficiencia en el periodo de análisis considerando el crecimiento vegetativo de la demanda.<br><br>En relación con el punto 2 de la observación, estos antecedentes se considerarán en los futuros procesos de expansión, para efectos de los análisis que se realicen en la zona. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | por lo que no podría entregar el respaldo necesario. Por lo tanto, actualmente no hay en ejecución ni en Decretos proyectos que permitan descargar el transformador de SE Padre Hurtado.<br>3.- Adicionalmente, la empresa Padre Hurtado SpA tiene una solicitud SAC vigente (NUP 3383) en plataforma de Acceso Abierto para conectar proyecto “Data Center Padre Hurtado Fase 1” de 20MW en 23kV en S/E Padre Hurtado. Cabe mencionar que proyecto se encuentra en etapa de obtención de declaración de construcción, habiendo aprobado todas las etapas previas del proceso de acceso abierto. El CEN indica en el Informe de Autorización de Conexión Definitivo en punto 3.4, que es necesario ampliar la capacidad de transformación de la subestación agregando un nuevo transformador de al menos 22MVA.<br>Con respecto a lo anterior, cabe mencionar que si se considera la conexión de este cliente, la capacidad del transformador que se instalará en SE Padre Hurtado debe ser de a lo menos 50MVA, esto ya que el data center plantea consumir 20MW, dejando así 30MVA para atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio de los clientes que son abastecidos desde SE Padre Hurtado.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de | | Finalmente, respecto de los antecedentes relativos a la factibilidad denominada "Data Center Padre Hurtado Fase 1", esta Comisión concuerda con la proyección de una sobrecarga en la unidad de 30 MVA, en el caso en que se considere la conexión de la primera etapa de dicho proyecto de demanda (20 MW).<br>Sin embargo, los plazos indicados para la conexión de la demanda industrial señalada, que se prevé entre en operación durante el año 2025, no coincidirían con los plazos de materialización de una obra de ampliación en la S/E Padre Hurtado que fuese incorporada en el presente proceso de expansión, ya que esta entraría en operación durante el año 2027, en el mejor de los casos.<br><br>Dado lo anterior, esta Comisión considera que lo más adecuado es no incorporar la obra en este proceso de expansión, de modo de permitir la evaluación del requerimiento a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la LGSE, en caso de que la solicitud de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | conexión busque efectivamente materializarse. |
| 17-19 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 122, ID Obra 24-05. Ampliación S/E Marchigüe | La SE Marchigüe tiene dos transformadores de poder de 10MVA, uno 66/13,2kV y el segundo 66/23kV. Respecto a la condición de carga de estos equipos, podemos comentar que:<br>1.- El año 2022 el transformador 66/13,2kV tuvo una demanda máxima de 80%, pero si no se considera la inyección de los PMGD (que recortan la demanda máxima), el transformador habría alcanzado una carga del 96%.<br>Considerando las proyecciones de demanda, se estima que al año 2028 alcance una demanda de 97% (considerando los PMGD inyectando) y 113% (sin los PMGD inyectando). En consecuencia, es necesario realizar un proyecto de aumento de capacidad 66/13,2kV en esta subestación.<br>2.- Respecto al transformador 66/23kV, el año 2022 tuvo una demanda máxima de 82%, pero si no se considera la inyección de los PMGD (que recortan la demanda máxima), el transformador habría alcanzado una carga del 93%.<br>Considerando las proyecciones de demanda, se estima que al año 2028 alcance una demanda de 99% (considerando los PMGD inyectando) y cercana a su máxima capacidad (sin los PMGD inyectando). | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 122, ID Obra 24-05. Ampliación S/E Marchigüe Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar, modificando el alcance y valorización, el proyecto "Ampliación S/E Marchigue" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No es acoge la observación.<br><br>De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión, la cual fue revisada con motivo de esta observación, no se presentan problemas de suficiencia hasta, al menos, el año 2030, por lo que es posible postergar la obra de expansión solicitada. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Respecto a la posibilidad de descargar este equipo por redes de distribución hacia S/E Alcones, el análisis realizado muestra que no es posible traspasar carga, esto debido a la radialidad y longitud de 8km que comprende el único tramo de interconexión entre los alimentadores.<br>En consecuencia, es necesario realizar un proyecto de aumento de capacidad 66/23kV en esta subestación.<br>Por lo tanto, con el objetivo de atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio:<br>a) Se debe incluir el proyecto presentado por CGE que consideraba instalar un nuevo transformador 66/13,2kV de 20MVA.<br>b) Se debe incluir en el proyecto mencionado en la letra a) el reemplazo del transformador 66/23kV por un equipo de al menos 20MVA con 4 nuevos paños para alimentadores.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-20 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 20, ID Obra 00-24. Ampliación S/E Chacahuín | La subestación Chacahuín tiene en servicio un transformador 66/15kV de 30MVA que el 2022 tuvo una demanda máxima de 82% y se proyecta que para el año 2028 la demanda sea en torno al 99%. En consecuencia, es necesario ejecutar un proyecto que permita descargar este transformador.<br>Por otra parte, el refuerzo de la LT 1x66kV Linares-Chacahuin se ha licitado y declarado desierto, por lo que a la fecha no se ha ejecutado, lo que impediría atender los incrementos de demanda desde SE Chacahuín.<br>Dado que la SE Linares se encuentra a menos de 1km de SE Chacahuin y es un instalación que tendrá dos transformadores 154/66kV de 75MVA, se propone instalar un transformador 66/15kV de 30MVA en SE Linares con a lo menos 5 paños para alimentadores, lo que permitirá atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio de los consumos que son atendidos desde SE Chacahuín.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 20, ID Obra 00-24. Ampliación S/E Chacahuín<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Aumento de Capacidad SE Linares" | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se incorpora en el ITF la obra “Nueva S/E Valentín Letelier”. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-21 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 126, ID Obra 24-09. Ampliación S/E Ranguilí | La SE Ranguilí se energiza radialmente a través de la LT 1x66kV Hualañe-Ranguilí y tiene dos transformadores 66/13,8kV, T1 y T2 de 5,2MVA y 5MVA, respectivamente, que energizan dos alimentadores (uno cada transformador).<br>Las redes de distribución asociadas al T1 tienen PMGD conectados, los que impactan en la medición del transformador, es así como las demandas máximas el año 2022 son:<br>1. Sin considerar la inyección de los PMGD: 72% y 61%, T1 y T2, respectivamente.<br>2. Considerando los PMGD inyectando: 55% y 61%, T1 y T2, respectivamente.<br>De acuerdo con las proyecciones de demanda, sin considerar nuevos requerimientos, y sin el aporte de los PMGD, se estima que la carga de estos transformadores sea superior al 85% en el T1 y 73% el T2. Teniendo en cuenta que es una subestación radial y que uno de los equipos superaría el 85% de la carga, sin la posibilidad de transferir carga al T2 ni a otras subestaciones aledañas, es necesario realizar un aumento de capacidad de transformación en esta subestación.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 126, ID Obra 24-09. Ampliación S/E Ranguilí<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Ampliación S/E Ranguilí" | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes recabados por esta Comisión, ambos transformadores operarían en paralelo, requiriéndose mayores antecedentes para efectos de determinar la efectiva necesidad de la solicitud.<br>Dado lo anterior, se postergará la eventual incorporación de la obra solicitada para los siguientes procesos de expansión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-22 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 131, ID Obra 24-15. Nueva S/E Cumpeo y Nueva LT 1x66 kV Camarico - Cumpeo | La Nueva S/E Cumpeo tiene por objetivo generar un nuevo punto de inyección en la región del Maule que permitirá realizar una reconfiguración de los alimentadores, que superan los 180km, que energizan las comunas de Molina, Pelarco, Rio Claro y San Rafael. Como resultado de los crecimientos históricos en la zona y la ubicación de las subestaciones AT/MT , los alimentadores se han desarrollado de tal forma que abastecen demandas de clientes alejados de los puntos de inyección, generándose condiciones operativas que afectan indicadores de calidad de servicio, regulación de tensión y pérdidas técnicas. El análisis de las redes eléctricas involucradas, muestran que de manera agregada, el 53% de la potencia instalada se encuentra a más de 15 km de las subestaciones Molina, Los Maquis y San Rafael, generando una condición de operación que hace inviable seguir respondiendo a los crecimientos de la zona desde los puntos de inyección AT/MT existentes.<br><br>Al incorporar en el análisis aspectos de regulación de tensión en los sistemas de distribución, se observa desde el 2020 un incremento en las dificultades para mantener los voltajes dentro del marco normativo en las comunas individualizadas, potenciando la necesidad de incorporar | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 131, ID Obra 24-15. Nueva S/E Cumpeo y Nueva LT 1x66 kV Camarico - Cumpeo Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto "Nueva S/E Cumpeo y Nueva LT 1x66 kV Camarico - Cumpeo" | No se acoge la observación.<br><br>Tal como se indica en la observación, el marco para la presentación de antecedentes relativos a los sistemas de distribución se encuentra asociado al informe al que refiere el artículo 81 del Reglamento de Planificación (DS N°37/2019), el cual deberá ser remitido a esta Comisión a partir del proceso de expansión 2023.<br><br>Dado lo anterior, se postergará el análisis de la obra propuesta hasta contar con antecedentes fundados que den cuenta de la necesidad de incorporar esta obra u otra que permita abordar las problemáticas planteadas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Nueva S/E Cumpeo y Nueva LT 1x66 kV Camarico - Cumpeo al sistema de transmisión zonal, lo que permitirá atender los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio en forma sostenible para los clientes.<br><br>Es sabido que CNE está en proceso de desarrollar los parámetros de evaluación de las nuevas subestaciones por motivos de apoyo a la distribución, no obstante, se debe considerar que este caso es evidente y fue presentado por primera vez en el proceso del Plan de Expansión del año 2027. Por tanto, se podría autorizar antes del término de ese trabajo reglamentario.<br><br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-23 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 134, ID Obra 24-18. Nueva SE Vilches | La Nueva S/E Vilches tiene por objetivo generar un nuevo punto de inyección en la región del Maule, lo que permitirá realizar una reconfiguración de los alimentadores que energizan la comuna de San | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 134, ID Obra 24-18. Nueva SE Vilches y Nueva LT 1x66kV | Ver respuesta a la observación 17-23. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | y Nueva LT 1x66kV Chiburgo-Vilches | Clemente, caracterizados por presentar extensiones sobre los 500 km.<br>Como resultado de los crecimientos históricos en la zona y la ubicación de las subestaciones AT/MT , los alimentadores se han desarrollado de tal forma que abastecen demandas de clientes alejados de los puntos de inyección, generándose condiciones operativas que afectan indicadores de calidad de servicio, regulación de tensión y pérdidas técnicas. El análisis de las redes eléctricas involucradas, muestran que de manera agregada, el 72% de la potencia instalada se encuentra a más de 15 km de la subestación San Clemente, generando una condición de operación que hace inviable seguir respondiendo a los crecimientos de la zona desde los puntos de inyección AT/MT existentes.<br><br>Al incorporar en el análisis aspectos de regulación de tensión en los sistemas de distribución, se observa desde el 2020 un incremento en las dificultades para mantener los voltajes dentro del marco normativo en la comuna individualizada, lo que viene a confirmar la necesidad de incorporar la Nueva SE Vilches y Nueva LT 1x66kV Chiburgo-Vilches al sistema de transmisión zonal de Maule, lo que permitirá atender los incrementos de demanda y mejorar los estándares de calidad de suministro de forma sostenible para nuestros clientes.<br><br>Es sabido que CNE está en proceso de desarrollar los parámetros de evaluación de las nuevas subestaciones por motivos de apoyo a la distribución, no obstante, se debe considerar que este caso es evidente y fue | Chiburgo-Vilches<br>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022 el proyecto “Nueva SE Vilches y Nueva LT 1x66kV Chiburgo-Vilches” | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | presentado por primera vez en el proceso del Plan de Expansión del año 2027. Por tanto, se podría autorizar antes del término de ese trabajo reglamentario.<br><br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-24 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 123, ID Obra 24-06. Ampliación S/E Retiro | La revisión en terreno de los dos trasformadores 66/13,8kV que operan en paralelo en S/E Retiro, confirmó que la capacidad máxima de transformación de cada equipo es 2MVA, por lo que el año 2022 se ha registrado una demanda máxima de 85% cada uno.<br>De acuerdo con las proyecciones de demanda, y solo considerando crecimiento vegetativo, el año 2028 alcanzarían una carga cercana al máximo de su capacidad. En consecuencia, es necesario realizar un aumento de capacidad de transformación en esta subestación.<br>Por otra parte, respecto de la posibilidad de traspasar consumos a SE Longaví según se indica en el ITP, se ha | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 123, ID Obra 24-06. Ampliación S/E Retiro<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto “Ampliación S/E Retiro” en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Se acoge la observación.<br><br>En atención a los antecedentes señalados, esta Comisión determinó que resulta pertinente la incorporación de la obra “Ampliación en S/E Retiro”, en particular, dada la capacidad acotada que poseen los equipos de la S/E Retiro. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | verificado en Infotécnica y ratificado por LuzParral, que no existen cabeceras disponibles para nuevos alimentadores que pudiera requerir CGE, ya que nos indican cuenta con alimentadores existentes en todas las posiciones y en espera solicitudes de Acceso Abierto y PMG. Finalmente, nos indican que los alimentadores conectados estarían absorbiendo la potencia instalada en la subestación en el corto plazo. Por lo tanto, no es factible descargar la SE Retiro traspasando consumos a SE Longaví.<br><br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-25 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 127, ID Obra 24-10. Ampliación S/E Monterrico | El transformador 154/66kV de SE Chillán ha alcanzado demandas cercanas a su máxima capacidad de transformación y, debido a limitaciones de espacio en la subestación y a la capacidad de las líneas de 154kV en este sector, no es posible aumentar la capacidad instalando un nuevo transformador 154/66kV. Además, | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 127, ID Obra 24-10. Ampliación S/E Monterrico Considerando las observaciones indicadas, | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo a los análisis desarrollados por esta Comisión, los que consideraron diversos escenarios operativos y topológicos, así como el retraso en la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | no hay proyectos en ejecución que impliquen una reducción relevante de la carga de este equipo. En consecuencia, es necesario incorporar proyectos que permitan solucionar este problema.<br>Por tanto, se debe instalar en la S/E Monterrico un transformador 66/15kV de a lo menos 30MVA y 6 salidas para alimentadores en 15kV que permitan transferir, vía redes de distribución, carga de SE Chillán a SE Monterrico (lo que permitirá disminuir la carga del transformador 154/66kV en SE Chillán).<br>Cabe mencionar que el transformador 66/MT al que hace mención CNE en su respuesta, es un equipo que tiene otro nivel de tensión en MT y fue solicitado por un tercero para descargar la subestación Cocharcas.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | se debe incorporar el proyecto "Ampliación S/E Monterrico" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | entrada en operación de obras de expansión que se encuentran en ejecución en la zona, no se advierten problemas de cargabilidad en el transformador 154/66 kV de la S/E Chillán al año 2029, por lo cual se considera pertinente postergar el análisis de la eventual incorporación de una obra como la propuesta para los siguientes procesos de expansión, en particular para el proceso 2023.<br>Lo anterior, con el propósito de contar con mayores antecedentes sobre el desarrollo de los sistemas de distribución de la zona que permitan analizar la pertinencia de la incorporación de obras de expansión para reforzar de mejor manera los requerimientos de los clientes finales de la Región de Ñuble.<br><br>Asimismo, lo indicado resulta coherente con el hecho de que, actualmente, la S/E Monterrico se encuentra intervenida por una obra de expansión, por lo que la incorporación de una nueva obra en el presente proceso podría generar conflicto con expansiones posteriores, siendo preferible abordar las problemáticas en forma estructural para evitar la situación antes descrita. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-26 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 132, ID Obra 24-16. Nueva S/E Quella | La Nueva S/E Quella tiene por objetivo generar un nuevo punto de inyección en la región del Maule, lo que permitirá realizar una reconfiguración de los alimentadores que energizan la comuna de Cauquenes, caracterizados por presentar extensiones sobre los 250 km.<br>Como resultado de los crecimientos históricos en la zona y la ubicación de las subestaciones AT/MT , los alimentadores se han desarrollado de tal forma que abastecen demandas de clientes alejados de los puntos de inyección, generándose condiciones operativas que afectan indicadores de calidad de servicio, regulación de tensión y pérdidas técnicas. El análisis de las redes eléctricas involucradas, muestran que de manera agregada, el 65% de la potencia instalada se encuentra a más de 15 km de la subestación Cauquenes, generando una condición de operación que hace inviable seguir respondiendo a los crecimientos de la zona desde los puntos de inyección AT/MT existentes.<br>Al incorporar en el análisis aspectos de regulación de tensión en los sistemas de distribución, se observa desde el 2020 un incremento en las dificultades para mantener los voltajes dentro del marco normativo en la comuna individualizada, lo que viene a confirmar la necesidad de incorporar la Nueva S/E Quella al sistema de transmisión zonal de Maule, en miras de mejorar los estándares de calidad de suministro de forma sostenible para nuestros clientes.<br>Es sabido que CNE está en proceso de desarrollar los parámetros de evaluación de las nuevas subestaciones por motivos de apoyo a la distribución, no obstante, se | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 132, ID Obra 24-16. Nueva S/E Quella<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto Nueva S/E Quella" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | Ver respuesta a la observación 17-23. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | debe considerar que este caso es evidente y fue presentado por primera vez en el proceso del Plan de Expansión del año 2027. Por tanto, se podría autorizar antes del término de ese trabajo reglamentario.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-27 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 133, ID Obra 24-17. Nueva SE Chanco y Nueva LT 1x66kV La Vega-Chanco | La Nueva S/E Chanco tiene por objetivo generar un nuevo punto de inyección en la región del Maule, lo que permitirá realizar una reconfiguración de los alimentadores que energizan la comuna de Chanco, caracterizados por presentar extensiones sobre los 400km.<br>Como resultado de los crecimientos históricos en la zona y la ubicación de las subestaciones AT/MT , los alimentadores se han desarrollado de tal forma que abastecen demandas de clientes alejados de los puntos de inyección, generándose condiciones operativas que afectan indicadores de calidad de servicio, regulación de tensión y pérdidas técnicas. El análisis de las redes | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 133, ID Obra 24-17. Nueva SE Chanco y Nueva LT 1x66kV La Vega-Chanco Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto "Nueva SE Chanco y Nueva LT 1x66kV La Vega-Chanco" en el Informe Técnico Final del Plan de | Ver respuesta a la observación 17-23. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | eléctricas involucradas, muestran que de manera agregada, el 94% de la potencia instalada se encuentra a más de 15 km de la subestación Chanco, generando una condición de operación que hace inviable seguir respondiendo a los crecimientos de la zona desde los puntos de inyección AT/MT existentes.<br>Al incorporar en el análisis aspectos de regulación de tensión en los sistemas de distribución, se observa desde el 2020 un incremento en las dificultades para mantener los voltajes dentro del marco normativo en las comunas individualizadas, lo que viene a confirmar la necesidad de incorporar Nueva SE Chanco y Nueva LT 1x66kV La Vega-Chanco al sistema de transmisión zonal de Maule, en miras de mejorar los estándares de calidad de suministro de forma sostenible para nuestros clientes.<br>Es sabido que CNE está en proceso de desarrollar los parámetros de evaluación de las nuevas subestaciones por motivos de apoyo a la distribución, no obstante, se debe considerar que este caso es evidente y fue presentado por primera vez en el proceso del Plan de Expansión del año 2027. Por tanto, se podría autorizar antes del término de ese trabajo reglamentario.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al | Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-28 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 124, ID Obra 24-07. Ampliación S/E Alonso de Ribera | La SE Alonso de Ribera tiene dos transformadores 154/66kV de 75MVA. El T1 energiza las líneas hacia las subestaciones Chiguayante, Penco y Andalién, el T2 por su parte energiza las líneas hacia las subestaciones Ejército, Colo-Colo y Perales.<br>El año 2022 estos transformadores tuvieron una demanda máxima de 74% y 90%. Se estima que para el año 2028 el T1 disminuya su carga producto de la puesta en servicio de los proyectos Nueva SE Huaqui y Nueva LT 2x66kV Hualqui-Chiguayante. No obstante, el transformador T2 alcanzaría una demanda cercana al máximo de su capacidad, además, actualmente no hay ningún proyecto en ejecución o en licitación que permita disminuir la carga. Por lo tanto, es necesario realizar un proyecto de aumento de capacidad que permita disminuir la carga de este transformador.<br>Adicionalmente, la Nueva SE Claudio Arrau permitirá descarga el T2 de SE Alonso de Ribera, no obstante, es relevante tener en consideración que, incluso considerando el mejor escenario, es decir, que este proyecto sea asignado en el primer proceso de licitación y no tenga retrasos en su ejecución, su puesta en servicio no será antes del año 2029. En consecuencia, con el objetivo de minimizar los riesgos de abastecimiento se debe considerar el proyecto "Ampliación en S/E Alonso de Ribera" | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 124, ID Obra 24-07. Ampliación S/E Alonso de Ribera Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto " Ampliación S/E Alonso de Ribera" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, la incorporación de la obra denominada "Nueva S/E Claudio Arrau" implicará un cambio en la topología del sistema eléctrico que abastece la ciudad de Concepción, pasando la S/E Perales a ser abastecida radialmente desde la nueva instalación. De esta manera, la S/E Alonso de Ribera abastecería únicamente las SS/EE Colo Colo, Lirquén y Lirquén Indura, por lo que, de acuerdo con las proyecciones que realizó esta Comisión, la demanda coincidente en dichas instalaciones no superaría el límite de 85% de cargabilidad sino hasta el año 2030, aproximadamente, de modo que la obra propuesta deberá ser considerada en los siguientes procesos de expansión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 17-29 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 129, ID Obra 24-12. Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo-Colo | Debido a que el proyecto de SE Trébol, que es parte del Decreto N°418/2017, se licitó en reiteradas ocasiones y no se asignó, hoy existe un problema de carga en la LT 1x66kV Alonso de Ribera-Colo Colo.<br>Esta línea tiene una capacidad del orden de 42MVA a 25°C de temperatura ambiente. El año 2022 tuvo una carga cercana al 88% y, de acuerdo con las proyecciones, al año 2028 tendría una carga cercana a su máxima capacidad de transporte. En consecuencia, es necesario reforzar esta línea.<br>La Nueva SE Claudio Arrau permitirá descarga esta línea ya que esta nueva subestación tomará consumos de SE Colo-Colo, no obstante, es relevante tener en consideración que, incluso ante el mejor escenario, es decir, que este proyecto sea asignado en el primer proceso de licitación y no tenga retrasos en su ejecución, su puesta en servicio no será antes del año 2029. En consecuencia, con el objetivo de minimizar los riesgos de abastecimiento se debe considerar el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo-Colo" | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 129, ID Obra 24-12. Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo-Colo<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Colo-Colo" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis realizados, es posible abastecer la demanda de la S/E Colo Colo utilizando los circuitos Alonso de Ribera - Colo Colo 66 kV, Alonso de Ribera - Ejército 66 kV y Ejército - Colo Colo 66 kV, sin necesidad de ampliar su capacidad. Lo anterior considera la incorporación de la obra "Ampliación en S/E Andalién", incorporada al presente plan de expansión en este ITF. |
| 17-30 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 130, ID Obra 24-13. Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército | Debido a que el proyecto de SE Trébol, que es parte del Decreto N°418/2017, se licitó en reiteradas ocasiones y no se asignó, hoy existe un problema de carga en la LT 1x66kV Alonso de Ribera-Ejército.<br>Esta línea tiene una capacidad del orden de 42MVA a 25°C de temperatura ambiente. El año 2022 tuvo una carga cercana al 89% y, de acuerdo con las proyecciones, al año 2028 tendría una carga cercana a su máxima capacidad de transporte. En consecuencia, es necesario reforzar esta línea.<br>La Nueva SE Claudio Arrau permitirá descarga esta línea | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 130, ID Obra 24-13. Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército<br>Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército" en el Informe | Ver respuesta a observación 17-30. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | ya que esta nueva subestación tomará consumos de SE Ejército, no obstante, es relevante tener en consideración que, incluso ante el mejor escenario, es decir, que este proyecto sea asignado en el primer proceso de licitación y no tenga retrasos en su ejecución, su puesta en servicio no será antes del año 2029. En consecuencia, con el objetivo de minimizar los riesgos de abastecimiento se debe considerar el<br>proyecto "Ampliación LT 1x66 kV Alonso de Ribera - Ejército" | Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | |
| 17-31 | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 78, ID Obra 16-04. SE Padre Las Casas - Ampliación nuevo T2 66/23 kV 16 MVA | La Subestación Padre Las Casas tiene un transformador 66/23kV de 30MVA. La demanda el año 2022 fue 56% y se proyecta que para el año 2028 alcance un 67%.<br>Por otra parte, al mismo año 2028 se estima que los transformadores T1 y T2 de SE Las Encinas tengan una carga de 84% y 99%, respectivamente. El transformador T2 tendrá un incremento puntual debido a una solicitud de la Universidad de La Frontera. En consecuencia, se debe ejecutar un proyecto que permita descargar estos transformadores.<br>Debido a que no hay espacio para aumentar la capacidad en SE Las Encinas, se propone traspasar carga a SE Padre Las Casas a través de las redes de distribución. En consecuencia, se debe habilitar un nuevo transformador 66/23kV de a lo menos 30MVA con 6 nuevas salidas para alimentadores.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión | Anexo 1. Proyectos no recomendados. ID 78, ID Obra 16-04. SE Padre Las Casas - Ampliación nuevo T2 66/23 kV 16 MVA Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar, modificando el alcance y valorización, el proyecto "Ampliación S/E Padre Las Casas" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis realizados en base al contenido de la observación, esta Comisión estima que la obra propuesta puede ser postergada para siguientes procesos de expansión, toda vez que el equipo señalado 66/23 kV de la S/E Padre Las Casas posee holgura para absorber los crecimientos proyectados para la S/E Las Encinas. Lo anterior, con el propósito de recabar mayores antecedentes relativos a la eventual necesidad de un nuevo punto de suministro para la zona, lo que se revisará con motivo del proceso de expansión 2023, a la luz de los antecedentes que puedan presentar las empresas de distribución de la zona, en el contexto del informe al que hace referencia el artículo 81 del Reglamento de Planificación (DS N°37/2019). |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión.<br>Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |
| 17-32 | Sistema E | En el Decreto N°198/2019 que contiene las Obras de Ampliación del Plan de Expansión 2018, se incorporó el proyecto "Ampliación en S/E El Manzano", el cual fue posteriormente licitado y no asignado.<br>La SE El Manzano de CGET tiene dos transformadores 66/16kV, T1 y T2, de 6,67MVA y 4MVA, respectivamente. En esta zona hay en servicio PMGD que suman del orden de 16MW de capacidad instalada y que recortan la demanda máxima registrada en los medidores de los transformadores. Ese efecto se traduce en que la demanda máxima el año 2022:<br>1.- Sin considerar a los PMGD inyectando, es decir, solo consumos, ambos transformadores operarían muy cercanos a su capacidad máxima de transformación.<br>2.- Considerando los PMGD inyectando, T1 y T2 registraron una demanda máxima de 76% y 77%, respectivamente.<br>En consecuencia, es necesario realizar un proyecto de aumento de capacidad que permita disminuir la carga de los transformadores de esta subestación.<br>En el proceso de licitación en curso de Obras de Ampliación que está realizando el Coordinador, no se | Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar el proyecto "Nueva SE El Carmen" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2022. | No se acoge la observación.<br><br>A partir de los antecedentes expuestos en la presente observación, esta Comisión concuerda con la existencia de requerimientos en términos de suficiencia para el abastecimiento de demanda en la S/E El Manzano (CGE). Sin embargo, la obra que se solicita incorporar en la observación requiere de análisis más detallados que aquellos que son factibles de realizar en esta instancia, por lo que será revisada con la profundidad requerida con motivo del proceso de planificación 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | incorporó el proyecto “Ampliación en S/E El Manzano” que está en el Decreto N°198/2019, es decir, actualmente no hay proyecto en ejecución o que se estén licitando que resuelvan el problema de la carga de los transformadores de SE El Manzano. Por lo tanto, proponemos incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2022 el proyecto Nueva SE El Carmen, que considera:<br>1.- Construir una nueva subestación 66/15kV que seccione la LT 1x66kV Las Cabras-El Manzano aproximadamente a 4,2km de SE El Manzano siguiendo el trazado de la línea.<br>2.- Habilitar un nuevo transformador de poder 66/15kV de 30MVA y 5 nuevas salidas para alimentadores.<br>Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto satisfacer la demanda de los clientes sujetos a fijación de precios, puesto que son las necesidades de suministro de estos clientes las que motivan su inclusión en el proyecto contemplado en el Plan de Expansión. Esto es sin perjuicio de las eventuales Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión que presenten terceros, considerando el régimen de acceso abierto al que están sometidas las instalaciones de servicio público de transmisión, en conformidad con lo establecido en el artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. | | |

# E18 – Cerro Dominador

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 18-1 | 3.1 Obras de Ampliación | La experiencia ganada al comparar el mandato resultante de la modelación del Plan de Expansión con los criterios operacionales que definitivamente aplicó el CEN en los trabajos en el tramo Frutillar Norte – Tineo – P. Mont y ahora el tramo Cautín – Ciruelos, muestra que no es suficiente análisis la comparación con o sin una obra. En efecto, la operación real se ve sensiblemente afectada por los criterios de operación del CEN, el cual mueve fechas de inicio, duración de trabajos, condiciones de ejecución y restricciones operacionales en las redes afectadas. Dichas restricciones imponen para los coordinados costos operacionales de varias veces el VI de las obras que los motivan. Tal diferencia implica necesariamente que la solución de expansión podría cambiar entre ampliación u obra nueva. Ejemplo de ello es la limitación de la zona sur establecida en la minuta DAOP N°3/2021 la cual, de haber sido considerada, probablemente habría significado una solución diferente para el tramo Frutillar Norte – Tineo – P. Montt tomando en cuenta que el VI decretado para dicha ampliación fue de MMUSD 3,9 y el sobrecosto de las obras fue de MMUSD 60, esto es, 15 veces más.<br><br>Por lo tanto, para la evaluación de una amplicación solicitamos que se consulte al CEN sobre: | Favor para la evaluación de las obras de ampliación consultar al CEN que criterios operacionales utilizará durante los trabajos, e incluirlos en la modelación respectiva al momento de evaluar una ampliación. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Entendiendo el fondo de lo solicitado, esta Comisión procurará incorporar el mayor detalle posible para efectos de considerar los posibles efectos en la operación del sistema que significan la ejecución de las diversas obras de expansión incorporadas en los procesos de planificación, tanto en términos de su evaluación como en la materialización de las mismas.<br>No obstante, esta Comisión estima que no sería pertinente realizar consultas al Coordinador en los términos planteados. En particular, se considera poco probable que el Coordinador pueda indicar cuáles serían los criterios que utilizaría en un caso hipotético en que la obra se ejecute, por lo que la eventual consulta no tendría ningún efecto práctico. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 1. Plan de ejecución de los trabajos, indicando claramente si será necesario efectuarlo solamente durante las horas del día, si se requerirá suspender los trabajos en cierta época del año y otras limitantes.<br>2. Condiciones operativas que el CEN aplicará durante la ejecución de los trabajos, como por ejemplo, limitación de capacidad de transferencia de flujos de potencia en el circuito en que no se trabaja, si se trata del cambio de conductor de un tramo de doble circuito.<br>3. Extensión de tiempo para la ejecución de los trabajos, considerando especialmente lo indicado en el punto 1. Anterior.<br>4. Estimación de aumento de los costos de operación y falla durante el período de ejecución de los trabajos, para los casos con y sin trabajos."<br>5. Cualquier otra restricción particular sobre la propuestas que se este analizando<br><br>Se solicita, por lo tanto, incorporar en el ejercicio de modelación para la evaluación de las obras de ampliación, las restricciones de operación que utilizará el CEN, como las descritas anteriormente, a fin de obtener un plan económicamente más realista. | | |
| 18-2 | Base Ose2000 | En el archivo CenPasPar_SIC_2022.csv hay 151 centrales (de 164) con el flag del campo CenFReg activo (T) el cual habilita a las centrales a regular | Favor corregir el campo CenFReg de las centrales de pasada en el archivo CenPasPar_SIC_2022.csv | Se acoge parcialmente la observación<br><br>En la columna CenFReg del archivo |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | la generación.<br>De acuerdo a la programación del CEN solo 10 centrales se encuentran habilitadas para realizar dicha función: Rucatayo, Los Molles, Queltehues, Maitenes, sauzal, Sauzalito, Peuchen, Mampil, Pullinque y Lican. | | CenPasPar_SIC_2022.csv, se considera la habilitación para una central de pasada, de presentar variabilidad entre bloques en su caudal modelado, lo que no necesariamente corresponde a una modelación de las centrales de pasada habilitadas para regular generación (las cuales en general tienen asociados pequeños embalses). La modelación en el plan de expansión actual utiliza el mismo criterio de planes anteriores. Por otra parte, en atención a la estrecha ventana de tiempo que existe entre ITP e ITF, y considerando que la materia en cuestión no ha sido objeto de otras observaciones, el efecto del uso de esta característica del modelo será revisado en el siguiente proceso de expansión de la transmisión. |
| 18-3 | 7.3.3 Plan de Obras de generación y Trasmisión | Observando los Costos Marginales y los IT de desacoples presentes en las líneas de transmisión, se observa que el plan de obras de largo plazo no se encuentran adaptado.<br>Tomando como ejemplo el Escenario 2 (el diagnostico aplica para todos los escenarios), se tienen los siguientes CMg en algunas barras Nacionales:<br><br>Ver Figura 31<br><br>Se observa que a partir del año 2033 los CMg divergen considerablemente entre barras. | Favor ajustar/adaptar el plan de obras de transmisión en el largo plazo, liberando los limites maximos de las lineas, o bien, incluyendo las obras en tansmisión que sean necesarias. Junto con ello volver a evaluar los proyectos, sobre todo las obras no recomendadas. | No se acoge la observación.<br><br>La base de transmisión utilizada en el contexto del plan de expansión ya considera los ajustes estructurales necesarios en el sistema para evaluar las obras dentro del horizonte factible para su promoción. Dichos ajustes consideraron los plazos constructivos de obras de gran envergadura, como los sistemas de transmisión HVDC en las zonas centro norte y centro sur, y extensiones de sistemas de transmisión en 500 kV. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Reconociendose problemas de expansión de transmisión y generación. El planificador debiera asumir que el mismo planificador del año 2030 decretará las obras que sean necesarias por medio del Plan de Expansión correspondiente, o el instrumento de planificación que lo reemplace. Incluso si se obtienen los IT anuales (salida LinResHidAño.csv) por las líneas para el promedio de las hidrologías se observa que entre 2035 y 2042 hay IT de congestiones por sobre los 100 millones de dolares anuales, llegando a 1000 millones en el caso de Ancoa 500 -> Ancoa Aux S 500 II<br><br>Ver Tabla 1<br><br>Para esto, se debiera liberar en el modelo la limitación de capacidad maxima de las lineas saturadas a partir de dicho año. O bien, incuir las obras necesarias que permitan ajustar el plan de obras de transmisión.<br>Esto afecta las decisiones de planificación de transmisión, ya que se consideran los costos operacionales de todo el periodo, incluyendo una perpetuidad de los ultimos años, que son los más desajustado. Llevando, en consecuencia, a una expansión no óptima del Sistema de Transmisión. | | Por otra parte, es importante señalar que lo solicitado (adaptar el sistema o liberar los límites de transmisión) corresponde a una estrategia para efectos de atenuar el impacto de futuras necesidades de transmisión, lo cual es razonable de implementar, siempre y cuando existan motivos fundados para hacerlo, como, por ejemplo, aquellos que pudiesen surgir a partir de la comparación entre alternativas de expansión que dependan unas de otras y se cuantifique dicha interdependencia. Esto último, corresponde a una heurística utilizada por esta Comisión en aquellas evaluaciones en las que se detecta la necesidad de su aplicación.<br><br>Finalmente, es importante relevar que el hecho de no considerar los ajustes que se solicitan constituiría un error evidente en el caso en que se estuviesen tomando las decisiones de incorporar obras de expansión únicamente al observar el resultado final del VAN del proyecto, y no se considerara el tren de flujos de beneficios anuales como parte del análisis, ya que, en dicho caso, la desadaptación del sistema hacia el final del horizonte podría distorsionar en gran medida las decisiones adoptadas. |
| 18-4 | 3.1.6 Tendido segundo circuito línea | Observando los IT anuales (salida LinResHidAño.csv en MMUSD) que se generan entre Ancoa y Charrua/Nueva Charrua, se | Favor una vez ajustado el plan de obras volver a evaluar otras alternativas o alternativas | No se acoge la observación.<br><br>Se evaluaron diversas alternativas para el |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | 2x500 Ancoa - Charrúa | observa que el tendido del segundo circuito entre Ancoa y Charrua / Nueva Charrua no soluciona la congestión de dicho sistema, generando sobre 1000 millones de USD de IT de congestión en el largo plazo. Se solicita una vez ajustado el plan de obras en todo el periodo, volver a evaluar la opción HVDC de forma complementaria o reemplanzando esta propuesta, de modo que la propuesta considere una solución para todo el período de forma temprana.<br><br>Ver Figura 32 | complementarias para este sistema, como por ejemplo las alternativas en HVDC que se encuentran en el listado de obras no recomendadas. | desarrollo de generación de la zona sur del sistema eléctrico, resultando el proyecto "ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO - SUR" más costo-eficiente que las demás alternativas. Lo anterior, en parte, debido a que su ejecución considera un menor plazo, aprovecha instalaciones ya decretadas y existentes, y permite la inyección de energía en subestaciones localizadas entre Entre Ríos y Tineo.<br><br>Finalmente, es importante indicar que la eventual incorporación de sistemas HVDC en la zona sur será materia de análisis en los siguientes planes de expansión, en función del desarrollo de la oferta de generación en dicha zona en particular. |
| 18-5 | 7.3.3 Plan de Obras de generación y Trasmisión | En el plan de obras de generación se están colocando centrales eólicas en la barra Nueva Ancud, cuya cantidad varía según el escenario. Sin embargo, hay casos en que se colocan hasta 2000 MW, cuando la demanda y capacidad de evacuación local es bastante menor. Lo que trae como consecuencia que el sistema del sur se desacople y los costos marginales disminuyan, afectando el costo de operación y la evaluación de todas las propuestas | Favor considerar magnitudes razonables en el plan de expansión de generación, que no provoquen desacoples por sobreoferta y por ende, afecten la evaluación de las propuestas de expansión. | No se acoge la observación.<br><br>El punto de conexión de generación desarrollado en el plan de expansión es coherente con la información provista por la PELP. Por otro lado, dada la temporalidad del desarrollo de la generación en la zona indicada, en los futuros procesos de expansión se evaluarán eventuales requerimientos de transmisión con el fin de evitar los efectos señalados en la observación, siendo una posibilidad, por ejemplo, la energización en 500 kV del tramo Tineo - Nueva |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | Ancud, el cual se encuentra diseñado para aquello. |
| 18-6 | 7.3.3 Plan de Obras de generación y Trasmisión | Aquellas propuestas que tienen por objeto ser habilitantes de desarrollos de proyectos de algun tipo de tecnología debieran considerar para todos los escenarios que efectivamente se desarrolla dicha tecnología. Esto permitiría representar realmente el valor que dicha ampliación trae. Como por ejemplo el caso de la ampliación de MAPA (caso S021_E4_V7_BP): no se adicionan las centrales eólicas que esta obra podría permtir, tal como señala la misma descripción de la obra. | Favor para aquellas propuestas que tengan por objeto permitir el desarrollo de cierto tipo de tecnología, evaluar dichas propuestas considerando que efectivamente se desarrolla dicha tecnologa en virtud de la propuesta. | No se acoge la observación.<br><br>Entendiendo lo solicitado como un ejercicio de sensibilidad sobre los EGPT, resulta factible de incorporar. Sin embargo, esta Comisión no concuerda con lo indicado en relación con que, bajo esta estrategia, se estaría representando de mejor manera el valor real de la obra. Es más, en el ejemplo citado (SS/EE Patagual y Vado Pedregoso), el hecho de permitir la conexión del potencial eólico de la zona correspondía a uno de los beneficios de la obra, pero no constituía una justificación en sí misma para incorporar la obra. |

# Anexos Empresa 18

*Figura 31*

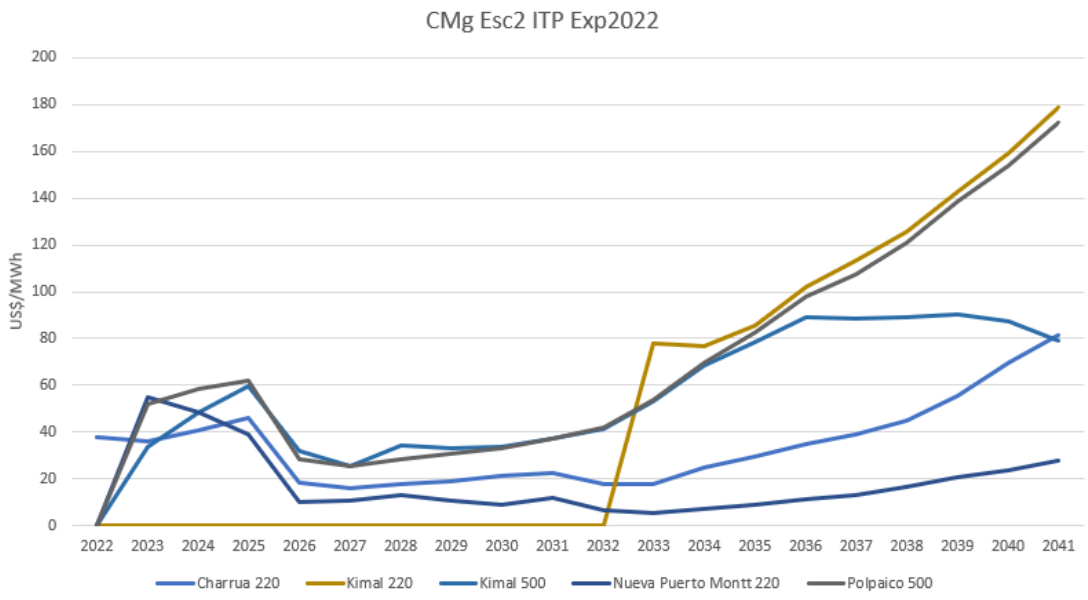


*Tabla 1*

| Etiquetas de fila | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 110 II | 1 | 3 | 6 | 13 | 23 | 39 | 62 | 84 | 115 | 157 |
| Alto Jahuel 220->Alto Jahuel 154 | 0 | 0 | 4 | 6 | 14 | 20 | 29 | 47 | 60 | 80 |
| Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 I | 0 | 1 | 2 | 4 | 8 | 12 | 23 | 37 | 53 | 81 |
| Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 II | 0 | 1 | 2 | 4 | 8 | 12 | 23 | 37 | 53 | 81 |
| Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220 III | 0 | 1 | 2 | 4 | 8 | 12 | 23 | 37 | 53 | 81 |
| Charrua 154->Concepcion 154 | 1 | 0 | 0 | -1 | 2 | 6 | 25 | 68 | 137 | 204 |
| Charrua 220->Charrua 154 | 7 | 12 | 25 | 52 | 86 | 126 | 161 | 220 | 236 | 205 |
| Charrua 220->Concepcion 220 | 5 | 5 | 8 | 19 | 45 | 86 | 176 | 368 | 615 | 800 |
| Hualpen 154->San Vicente 154 | 1 | 4 | 8 | 16 | 33 | 58 | 117 | 246 | 398 | 535 |
| Hualpen 154->Tap Petroquimicas 154 | 2 | 7 | 14 | 27 | 55 | 97 | 195 | 405 | 652 | 871 |
| Hualpen 220->Hualpen 154 | -1 | 0 | 2 | 10 | 24 | 39 | 61 | 87 | 117 | 138 |
| Itahue 154->Maule 154 | 1 | 3 | 5 | 9 | 14 | 20 | 30 | 36 | 42 | 60 |
| Itahue 220->Itahue 154 | 21 | 46 | 87 | 146 | 209 | 279 | 397 | 468 | 540 | 726 |
| Kimal 500->Kimal 220 I | 2 | 4 | 9 | 19 | 39 | 70 | 108 | 149 | 210 | 314 |
| Kimal 500->Kimal 220 II | 2 | 4 | 9 | 19 | 39 | 70 | 108 | 149 | 210 | 314 |
| La Ligua Aux 220->La Ligua 220 | 5 | 9 | 13 | 19 | 29 | 43 | 67 | 89 | 120 | 184 |
| Lagunas Aux 2 220->Lagunas 220 II | 1 | 2 | 1 | 3 | 2 | 10 | 25 | 52 | 97 | 140 |
| Likanantai 220->Likanantai Aux 220 II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 4 | 23 | 35 | 53 |
| Lo Aguirre Aux 220->Lo Aguirre 220 B | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 8 | 16 | 53 | 132 |
| Los Vilos Aux 220->Los Vilos 220 | 1 | 2 | 4 | 6 | 11 | 20 | 37 | 53 | 72 | 97 |
| Maule 220->Maule 154 | 1 | 3 | 6 | 11 | 17 | 24 | 34 | 42 | 48 | 64 |
| Nueva Ancud Aux 220->Nueva Ancud 220 | 22 | 28 | 30 | 35 | 37 | 46 | 52 | 57 | 65 | 91 |
| Nueva Charrua 500->Nueva Charrua Aux N 500 | 7 | 11 | 15 | 26 | 49 | 81 | 101 | 130 | 145 | 167 |
| Nueva Chuquicamata Aux 1 220->Nueva Chuquicamata 220 | 4 | 8 | 24 | 35 | 65 | 98 | 153 | 254 | 385 | 485 |
| Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 A | 2 | 4 | 6 | 9 | 13 | 21 | 31 | 42 | 56 | 78 |
| Nueva Pan de Azucar Aux 500->Polpaico 500 B | 2 | 4 | 6 | 9 | 13 | 21 | 31 | 42 | 56 | 78 |
| Puente Negro 220->Colbun 220 I | 3 | 6 | 10 | 15 | 21 | 28 | 40 | 47 | 55 | 73 |
| Puente Negro 220->Colbun 220 II | 3 | 6 | 10 | 15 | 21 | 28 | 40 | 47 | 55 | 73 |
| Punta Cortes 154->Tap Tuniche 154 I | 1 | 3 | 6 | 12 | 19 | 29 | 44 | 52 | 64 | 98 |
| Quinquimo B 110->La Ligua 110 | 2 | 6 | 11 | 12 | 19 | 30 | 42 | 50 | 84 | 88 |
| Tap Tuniche I 154->Rancagua 154 | 2 | 6 | 15 | 32 | 59 | 103 | 170 | 234 | 329 | 424 |
| Tap Tuniche II 154->Rancagua 154 | 4 | 12 | 29 | 62 | 105 | 175 | 276 | 359 | 482 | 651 |
| Temuco 220->Temuco Aux 220 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 14 | 31 | 69 | 110 | 200 |
| Tocopilla 110->Tocopilla Booster 110 I | 0 | 1 | 6 | 8 | 17 | 27 | 43 | 75 | 115 | 145 |
| Tocopilla 110->Tocopilla Booster 110 II | 0 | 1 | 6 | 8 | 17 | 27 | 43 | 75 | 115 | 145 |
| Lagunas 500->Lagunas 220 | 2 | 3 | 5 | 8 | 16 | 27 | 41 | 59 | 122 | 215 |
| Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500 III | 3 | 6 | 13 | 23 | 37 | 59 | 96 | 134 | 190 | 352 |
| Parinas 500->Cumbre 500 V | 1 | 3 | 6 | 12 | 22 | 35 | 52 | 66 | 84 | 113 |
| Parinas 500->Cumbre 500 VI | 1 | 3 | 6 | 12 | 22 | 35 | 52 | 66 | 84 | 113 |
| Nueva Maitencillo 500->Nueva Maitencillo Aux 500 II | 1 | 1 | 4 | 12 | 15 | 22 | 43 | 76 | 120 | 179 |
| Nueva Cardones 500->Nueva Cardones Aux 500 II | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 27 | 61 | 101 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux S 500 II | 324 | 489 | 617 | 770 | 848 | 895 | 961 | 905 | 924 | 1012 |
| Rio Malleco 500->Rio Malleco Aux N 500 | 3 | 6 | 14 | 18 | 27 | 35 | 54 | 91 | 114 | 157 |

*Figura 32*

| Etiquetas de fila | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ancoa 220->Ancoa 500 | | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 5 | 6 | 7 |
| Ancoa 220->Ancoa 500 II | | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 5 | 6 | 7 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux 500 V | | 76 | 73 | 80 | 80 | 52 | 62 | 42 | 30 | 20 | 12 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux S 500 II | 127 | 324 | 489 | 617 | 770 | 848 | 895 | 961 | 905 | 924 | 1012 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux 500 III | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ancoa 500->Ancoa Aux S 500 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

# E19 – Coordinador Eléctrico Nacional

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 19-1 | 3.1.1 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 19-2 | 3.1.1 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) | De acuerdo con los antecedentes que maneja el Coordinador, el proyecto de generación Kimal Solar se encuentra con una solicitud SAC en curso, en la etapa de "Elaboración del Informe de Autorización de Conexión Preliminar" para materializar su conexión mediante el uso de la media diagonal J23-J24 de la S/E Kimal.<br><br>En los antecedentes presentados por la CNE, en el punto 8.5.7 del ITP 2022, no se individualiza a este proyecto de generación (Kimal Solar) haciendo uso de esta posición. | Se solicita que el proyecto de ampliación incluya el cambio en la acometida del circuito de la línea que conecta el proyecto de generación (Kimal Solar) a la Subestación Kimal, de forma de que dicho circuito se conecte a la barra ampliada y deje disponible la media diagonal J23-J24 para uno de los circuitos desde la S/E Conversora Kimal. | No se acoge la observación.<br><br>Ver respuesta a la observación 05-1. |
| 19-3 | 3.1.1 Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) | Con respecto a los resultados en "02 Salidas OSE", en particular para el tramo S/E Kimal 500/220 kV, en todos los escenarios existe congestión en los | Se solicita evaluar y, en un caso favorable, incluir en la obra de ampliación un tercer banco de | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento a los análisis desarrollados con motivo del ITP, se |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | flujos desde 500 kV a 220 kV a causa de la conexión de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre. | autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA. | realizó una evaluación preliminar sobre incorporar un tercer banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA en S/E Lo Kimal, revisando y ajustando los límites de transmisión en la zona. Del análisis anterior, se identifica que la obra puede ser postergada para posteriores planes de expansión. De esta forma, la incorporación de esta alternativa u otras será analizada en el plan de expansión 2023.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |
| 19-4 | 3.1.2 Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 19-5 | 3.1.7 Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 19-6 | 3.1.8 Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM) | Se recomienda evaluar emplazamiento de la ubicación propuesta para el seccionamiento (7,5 km al este de la S/E Hualpén), considerando que la área no edificada corresponde al Sitio Prioritario para la Conservación del SEIA Humedal Paicaví, el cual se pretende proteger bajo la 15ª modificación del Plan Regulador Comunal de Concepción, solicitando declaración de Humedal Urbano. Adicionalmente, la ubicación propuesta se ubica cercana a zonas urbanas lo que dificulta la llegada de líneas y trazados. | Se recomienda revisar el emplazamiento de la propuesta para el seccionamiento de acuerdo con lo indicado. | No se acoge la observación.<br><br>Cabe hacer presente que el área de emplazamiento que se propone en la instancia del plan de expansión es referencial, y se determina de acuerdo con los análisis de factibilidad que se realizan en el marco del proceso de planificación.<br><br>En ese entendido, si bien el área de emplazamiento propuesta para la obra abarca el humedal Paicaví, ésta es más extensa que el humedal.<br>Por lo tanto, la ubicación definitiva de la obra deberá determinarse en conformidad a lo que se resuelva en la evaluación ambiental de la misma, de manera que no haya afectación a la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | zona protegida referida en la observación. |
| 19-7 | 3.1.9 Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) | La línea indicada posee un proyecto en etapa de Acceso Abierto (NUP 3461 PE Tomeco 200 MW de la empresa Andes Mainstream SpA), que propone seccionar la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María mediante la nueva S/E Tomeco. Este proyecto se encuentra en estado "Observaciones al informe CTD preliminar" en etapa de acceso abierto en el Coordinador. | Revisar la posible interferencia de la obra con el proyecto indicados en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo solicitado en la observación, se analizó la posible interferencia entre la obra en cuestión y la eventual materialización de la S/E Seccionadora Tomeco. A partir de dicho análisis, es posible concluir que no existen interferencias. |
| 19-8 | 3.1.10 Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual | En la base de datos DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E" se observa que la línea Mapa - Lagunillas 2x220 kV C1 y C2 poseen una capacidad de 0,6425 kA a 25°C, lo cual no coincide con la capacidad informada por el propietario 0,83 kA a 25°C, mediante la plataforma de gestión de conexión de proyectos del Coordinador. | Se solicita actualizar los análisis conforme a la información reportada por el propietario en la plataforma de gestión de conexión de proyectos del Coordinador. El NUP del proyecto es 1435. | Se acoge la observación.<br><br>Se actualizó la base de datos DigSilent con el modelo encontrado en la plataforma PGP del Coordinador. |
| 19-9 | 3.1.10 Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual | En la base de datos DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E" se observa que la línea Mapa - Lagunillas 2x220 kV C1 y C2 poseen una capacidad de 0,6425 kA a 25°C, lo cual no coincide con la capacidad informada por el propietario 0,83 kA a 25°C, mediante la plataforma de gestión de | Se solicita actualizar los análisis conforme a la información reportada por el propietario en la plataforma de gestión de conexión de proyectos del Coordinador. El NUP del proyecto es 1435. | No se acoge la observación.<br><br>El alcance del proyecto incluye "todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | conexión de proyectos del Coordinador. | | protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.".<br><br>En base a lo anterior, esta Comisión no modificará la descripción de la obra. |
| 19-10 | 3.1.11 Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM) | Se debe revisar la capacidad de los equipos de paño y/o equipamiento serie de la subestación considerando el reemplazo de los equipos que vean sobrepasada su capacidad producto del aumento de capacidad del proyecto "Aumento de capacidad línea 1x220 kV Charrúa - Temuco" (DE 171-2020) (530 MVA). | Revisar el alcance del proyecto de acuerdo con lo indicado. | No se acoge la observación.<br><br>El alcance de la obra en cuestión debe ser tal que permita cumplir con el propósito de la misma, de modo que, de ser necesarios para aquello, los reemplazos indicados deberán ser incluidos en las respectivas bases de licitación de la obra. |
| 19-11 | 3.1.13 Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM) | La subestación no cuenta con espacio disponible para la ampliación de la barra de 220 kV. La sección de la barra de 220 kV hacia donde se amplia la subestación es de propiedad de STS y no de Eletrans (problema de titularidad de la obra).<br>- Los terrenos aledaños a la subestación son de STS. Para cualquier proyecto en esta subestación (OA y | Indicar compra de terreno necesaria y revisar titularidad de la OA | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, la necesidad de compra de terreno corresponderá a una definición que debe tomarse en la etapa de elaboración de las respectivas bases de licitación, y no en la descripción de la obra. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | ON) debe considerarse la compra de terreno. | | En cuanto a la titularidad de la obra de ampliación, esta corresponderá al propietario de la instalación a ampliar, en este caso, la subestación, por lo que debiera permanecer en los términos actuales. |
| 19-12 | 3.1.14 Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM) | La subestación no cuenta con espacio disponible para la ampliación de la barra de 220 kV. La sección de la barra hacia donde se amplia la subestación es de propiedad de STS y no de Eletrans (problema de titularidad de la obra).<br>- Los terrenos aledaños a la subestación son de STS. Para cualquier proyecto en esta subestación (OA y ON) debe considerarse la compra de terreno. | Indicar compra de terreno necesaria y revisar titularidad de la OA | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF del Plan de Expansión 2022.<br>Por otra parte, no se comparte la necesidad de incorporar la modificación relativa al nombre de la instalación a ampliar. |
| 19-13 | 3.1.16.1 Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y Nuevo Patio 500 kV (IM) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar plazo constructivo en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>También, se propone modificar el texto quedando de la siguiente forma en la sección 3.1.16.1:<br>“El proyecto consiste en la instalación de dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA cada uno en la Subestación Tineo, antes denominada Nueva Puerto Montt…” | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF.<br><br>Por otra parte, no se comparte la necesidad de incorporar la modificación relativa al nombre de la instalación a ampliar, puesto que no se vislumbra que pudiera producirse confusión a ese respecto.<br><br>Finalmente, en relación con la solicitud |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Además, la S/E Tineo anteriormente se denominaba "S/E Nueva Puerto Montt", nombre con el cual fue decretada, lo cual es necesario dejar claro en el informe para evitar confusiones. | | de incorporar una reserva de posición para la normalización del PE Aurora, esta Comisión posee la facultad para definir posiciones de uso exclusivo únicamente para la conexión de obras del sistema de transmisión nacional, zonal y de polos de desarrollo, de modo que no resulta factible acceder solicitado. |
| 19-14 | 3.1.17 Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Además, la S/E Tineo anteriormente se denominaba "S/E Nueva Puerto Montt", nombre con el cual fue decretada, lo cual es necesario dejar claro en el informe para evitar confusiones.<br><br>En el Dictamen N° 13-2021, emitido por el Honorable Panel de Expertos el | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>Se propone modificar el texto quedando de la siguiente forma en la sección 3.1.17.1 lo siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Tineo, antes denominada Nueva Puerto Montt,..."<br><br>Se propone incorporar al final del primer párrafo de la sección 3.1.17.1 lo siguiente "...para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona, donde una posición es reservada para la normalización del PE Aurora". | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En el ITF se modifica la descripción de la obra en cuestión, trasladando su conexión a la S/E Kimal, en la cual se definen posiciones de uso exclusivo para esta obra de expansión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 10 de noviembre de 2021 indica, entre otros, que "corresponde especialmente al Coordinador, atendida la función que cumple en la materia, propiciar soluciones que permitan a Aela cumplir su obligación de normalización de la conexión provisoria de un modo consistente con la normativa en vigor." En este sentido se solicita reservar una posición para la normalización del PE Aurora. | | |
| 19-15 | 3.2.1 Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos | La descripción del proyecto no menciona la reserva de un punto de conexión en S/E Conversora Kimal.<br><br>También, en S/E Conversora Kimal, se deben chequear los plazos constructivos considerando que la obra propuesta considera 30 meses y, de acuerdo con el cronograma del proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre, la S/E Conversora Kimal comienza la construcción en marzo 2025 y terminará en octubre de 2028 por lo que podrían estar ajustados los plazos.<br><br>Adicionalmente, es necesario revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de | Se propone la reserva de un punto de conexión en S/E Conversora Kimal para los condensadores sincrónicos.<br><br>Revisar plazo constructivo, el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | | |
| 19-16 | 3.2.2 Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella | Revisar el Plazo Constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Adicionalmente, es importante considerar que las obras en S/E Punta Sierra presentan retraso, lo cual podría impactar de alguna manera el inicio de la obra nueva. | Revisar el plazo constructivo de acuerdo con el documento indicado y de ser necesario, adecuar el plazo de ejecución de la obra. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica la descripción de la obra en el ITF. |
| 19-17 | 3.2.2 Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella | No se indica la capacidad o rango de operación que deberá tener el Sistema de Control de Flujo para permitir la redistribución de los flujos a través de las línea 2x220 kV Las Palmas – Los | Se solicita describir con mayor detalle, entregando mayores antecedentes de la evaluación y de la solución propuesta, indicando por ejemplo, el aumento previsto en la capacidad de transmisión de los tramos involucrados | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica la descripción de la obra en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Vilos y 2x220 kV Punta Sierra – Centella. | N-1, el desempeño esperado del sistema de control flujo, el grado de compensación mínimo que deberán tener las líneas 2x220 kV Las Palmas – Los Vilos y 2x220 kV Punta Sierra – Centella, o el rango de operación (capacitivo - inductivo) que deberán tener los equipos de control de flujo que serán instalados en las subestaciones Las Palmas y Punta Sierra.<br><br>Lo anterior, con el objetivo de contar con antecedentes mínimos que permitan especificar adecuadamente el equipamiento de la obra propuesta en el futuro proceso de licitación del Coordinador. | |
| 19-18 | 3.2.6 Nueva S/E Digüeñes | En la descripción del proyecto no se define la cantidad de unidades de reserva que se deben suministrar. Se propone que en la descripción general se defina la cantidad de unidades de reserva que corresponde.<br>"3.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra<br>El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Digüeñes, con patios de 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de cuatro | 3.2.6.1 Descripción general y ubicación de la obra<br>El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Digüeñes, con patios de 500 kV y 220 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de cuatro bancos de autotransformadores 500/220 kV, cada uno de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con dos (2) unidades monofásicas de reserva, cada una de ellas compartida | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Con ocasión de la revisión de los antecedentes detallados de la ubicación de la futura S/E Digüeñes, se ajustó la modelación de la solución y se analizó nuevamente el alcance de la obra, modificándose en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | bancos de autotransformadores 500/220 kV, cada uno de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con las unidades de reserva que corresponda, las cuales deberán contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión de cada banco." | entre dos (2) bancos, las cuales deberán contar con conexión automática, y los respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión de cada banco. | |
| 19-19 | 3.2.6 Nueva S/E Digüeñes | La S/E Digüeñes 500/220 kV considera 4 bancos de autotransformadores trifásicos 500/220 kV 750 MVA cada uno, no obstante no se incorpora antecedentes que permitan comprender la razón para incluir 3000 MVA en esta subestación.<br>Tampoco se identifica las gráficas con los flujos esperados por el nuevo corredor de 500 kV al Sur y los nuevos transformadores AT/AT 500/220 kV. Por lo que se podría interpretar que en un escenario de alta coincidencia de energía eólica bastaría solo con la capacidad de transformación en S/E Digüeñes para copar la capacidad de transmisión N-1 de la línea 2x500 kV Digüeñes - Entre Ríos, por lo que no se entiende como se compatibiliza con el resto del sistema de 500 kV en dirección a S/E Tineo. | Se solicita entregar mayores antecedentes para comprender la necesidad de contar con 4 bancos de autotransformadores 500/220 kV en S/E Digüeñes. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se realiza lo indicado, modificando el alcance de la obra en S/E Digüeñes, pero no se considera la incorporación de una unidad adicional en la S/E Entre Ríos. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 19-20 | 8.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional | A partir de las simulaciones realizadas por el Coordinador se esperan congestiones en el tramo S/E Lo Aguirre 500/220 kV, a contar de la fecha de entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, ante máximas transferencias Norte->Sur en dicha instalación.<br><br>Esta situación no se refleja en los resultados en el archivo "02 Salidas OSE" entregadas por la CNE. No obstante, se recrea la situación en la Base de Datos PowerFactory de la CNE que contiene la obra "S/E Lo Campino", ajustado la operación de la línea HVDC con transferencias de 3000 MW desde la zona Norte a la zona Centro. Se concluye que la máximas transferencia por la línea HVDC se encontrará limitada por la capacidad N-1 en el tramo S/E Lo Aguirre 500/220 kV, o bien, la máxima consigna de la línea HVDC estará condicionada a la operación de centrales térmicas en la zona centro.<br><br>Por otro lado, existen antecedentes importantes a ser considerados para no posponer los análisis de esta obra, tales como son los 60 meses estimados | Se solicita evaluar la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA en S/E Lo Aguirre o en una subestación aledaña. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento de los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una evaluación preliminar de incorporar un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA en S/E Lo Aguirre, revisando y ajustando los límites de transmisión en la zona. Del análisis anterior, se identifica que la obra puede ser postergada. De esta forma, la incorporación de esta alternativa u otras será analizada en el plan de expansión 2023.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | para el plazo constructivo de obras similares y la fecha de inicio de construcción para las obras del plan de expansión, estimada en el primer semestre de 2025, resultando su entrada en operación relativamente coincidente con la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre. | | |
| 19-21 | 8.1.1 Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur | Los análisis realizados por el Coordinador en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, muestran coincidencia con la importancia y beneficios de energizar la nueva línea en la zona sur del país en 500 kV.<br>No obstante, en los análisis desarrollados por la Comisión no es claro que las obras ubicadas en los extremos del conjunto de proyectos sean beneficiosas de forma independiente. Es posible, que en algunos casos el beneficio global producto del alto monto del ahorro operativo estimado arrastre obras que por si solas no se sostienen.<br><br>En favor de optimizar la obra conjunta se solicita generar dos escenarios adicionales en los que las obras "Tendido segundo circuito línea 2x500 | Se solicita separar la evaluación la obra "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa".<br><br>Además, se solicita sensibilizar la evaluación de la obra conjunta sin el desarrollo de las obras "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli - Tineo" más la obra "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)" | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Respecto del primer punto, dado que el potencial de generación se encuentra al sur de la S/E Charrúa, el tendido del segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa resulta necesario no sólo para evacuar dicho potencial en el extremo Charrúa, sino que también para todo el desarrollo de generación ubicado desde la zona de Mulchén al sur.<br><br>Respecto del segundo punto, se realiza la evaluación de la obra por tramos, identificándose beneficios netos positivos en todos los casos. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | kV Ancoa - Charrúa" y "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli - Tineo" más la obra "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)" sean separadas y evaluadas de forma independiente. | | |
| 19-22 | 4.1.1 Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar el plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 19-23 | 4.1.2 Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | Revisar el plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 19-24 | 4.1.3 Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Adicionalmente, dado el alcance del proyecto (nuevo transformador de poder, nueva barra en 110 kV y una nueva sección de barra en 13,2 kV) no hay espacio suficiente en la S/E de poder por lo que hay que considerar la compra de terreno. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>Se debe contemplar la compra de terreno en S/E Taltal. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF.<br><br>Con respecto a la compra de terreno, esto no se acoge, debido a que lo anterior no corresponde a una materia que sea objeto de la descripción de la obra, sino que debe definirse en etapas posteriores, como la elaboración de las bases de licitación. |
| 19-25 | 4.1.4 Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan 66 kV | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>Indicar en el alcance la extensión de la barra de 66 kV en S/E San Juan. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Con respecto a la primera observación, se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF.<br><br>Con respecto a la ampliación de barras, ésta si se incorpora en los alcances de la obra, pero para el seccionamiento de la LT 2x66 kV Pan de Azúcar – Guayacán en S/E San Juan. Lo anterior |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de evaluación.<br><br>Además, la instalación del nuevo transformador requiere extender la actual barra en 66 kV de la S/E San Juan, por lo tanto se debe contemplar en el alcance. | | porque la obra propuesta en el ITF considera el reemplazo de las dos unidades existentes por otras dos unidades con mayor capacidad nominal. |
| 19-26 | 4.1.5 Ampliación en S/E Monte Patria (NTR ATMT) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Por otro lado, la descripción del proyecto no indica si el proyecto incluye espacio en barras para la conexión de paños futuros en 23 kV y el número de posiciones a considerar, en caso de corresponder. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>Revisar el alcance del proyecto y, en caso de ser necesario, actualizar la descripción de las obras. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con la respuesta a la observación 17-6, la obra será eliminada en el ITF. |
| 19-27 | 4.1.6 Seccionamiento de línea 1x110 kV Reñaca – Bosquemar, conexión de líneas Tap Reñaca en S/E Montemar 110 kV | La obra de Ampliación Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca presenta un avance de un 18%, posiblemente no se encuentre terminada para ejecutar el | Revisar el plazo constructivo de acuerdo con el estado de avance del proyecto Ampliación D-198 Línea 1x110 kV Bosquemar – TAP Reñaca - | No se acoge la observación.<br><br>No se advierte la necesidad de modificar el plazo de ejecución de la obra por razones que tengan relación |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | (2BP+BT) y aumento de capacidad de línea 1x110 kV Concón – Montemar | seccionamiento que se presenta en ambas obras (DE 198-2019) | Reñaca y, ser necesario, adecuar el plazo de ejecución de la obra. | con las características técnicas de la misma u otros factores asociados a su construcción.<br>Por lo tanto, a juicio de esta Comisión, corresponderá al Coordinador realizar la verificación de las condiciones para el inicio del proceso de licitación de la obra y definir si son aptas para ello o es necesario postergarlo. |
| 19-28 | 4.1.7 Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Adicionalmente, la obra nueva S/E Los Poetas (DE 185-2020) aún no comienza su etapa de construcción. Su fecha de puesta en servicio decretada es en octubre de 2024, lo que podría interferir con la obra de ampliación. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación.<br><br>Adicionalmente, se recomienda evaluar el plazo constructivo del proyecto conforme al avance real de la obra. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF.<br>Por otra parte, a juicio de esta Comisión, corresponderá al Coordinador realizar la verificación de las condiciones para el inicio del proceso de licitación de la obra y definir si son aptas para ello o es necesario postergarlo. |
| 19-29 | 4.1.9 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía | Revisar plazo constructivo en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br><br>Por otro lado, actualmente la configuración de la S/E es barra simple, sin embargo, debido a los espacios, la S/E cuenta con una disposición de equipos atípica (parrones y conexiones en cable subterráneo). Se sugiere hacer referencia a la configuración de barra en que se debe conectar el transformador. Lo anterior con el fin de evitar propuestas con incumplimientos o ampliaciones de barras no indicadas. | Se propone hacer referencia a la configuración de barras de la subestación e indicar en qué posición se debe conectar el transformador. | Se incorporan ambas observaciones al ITF. |
| 19-30 | 4.1.10 Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – El Salto y conexión de línea Tap Lo Boza – Lo Boza en S/E Lo Campino 110 kV (IM) | De acuerdo con los datos obtenidos de la Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"- "IPT 2022" que forma parte de los anexos entregados por la CNE en la publicación del ITP 2022, se puede observar lo siguiente. Para el escenario de operación año 2029 Caso de estudio "S/E Lo Campino", se advierte una sobrecarga | Revisar la factibilidad de incluir el refuerzo de la línea 2x220 kV Polpaico - Nueva Lampa y Línea 2x220 kV Nueva Lampa - Lo Campino a un conductor que tolere al menos 450 MVA a 35°C, para atender a las sobrecargas identificadas en los casos descritos. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, es posible observar en los escenarios de demanda máxima que, ante la falla en uno de los circuitos de la LT 2x220 kV Polpaico - Nueva Lampa o Nueva Lampa - Lo Campino, se presentarían |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de aproximadamente un 40% para la línea 2X220 kV Polpaico - Nueva Lampa en condición N-1. Del mismo modo y bajo los mismos escenarios se aprecia una sobrecarga del 17% para la línea 2x220 kV Nueva Lampa - Lo Campino.<br><br>La Base DIgSILENT no cuenta con un escenario de operación verano - día para cuantificar la variación de las sobrecargas descritas anteriormente.<br><br>Adicionalmente, la "Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"- "IPT 2022" Caso de Estudio "S/E Lo Campino cuenta con un despacho aproximado de 1200 MW desde el nodo San Luis - Nehuenco. Seria interesante analizar como varía la tensión en la barra de S/E Polpaico 220 kV cuando la inyección desde el nodo San Luis - Nehuenco se acerca a cero. | | sobrecargas en los circuitos que quedan en servicio, siempre y cuando se considere una operación totalmente enmallada en la zona, lo cual corresponderá evaluar en su oportunidad de acuerdo a las condiciones operativas que se consideren mejor para la eficiencia y seguridad del sistema.<br><br>Por otra parte, existe al menos otra forma alternativa de operar la zona, con el propósito de que no se presente la condición señalada, la que corresponde a la apertura de la LT 2x220 kV Polpaico - Nueva Lampa, en la S/E Polpaico, Nueva Lampa o la misma Lo Campino.<br><br>En consecuencia, para que la obra Nueva S/E Lo Campino se ejecute, no es necesario agregar los refuerzos de las líneas de transmisión en 220 kV mencionadas. No obstante, la pertinencia de realizar un refuerzo a esos tramos de línea será evaluado en los futuros procesos de expansión, en línea con el desarrollo esperado del sistema de transmisión. |
| 19-31 | 4.1.11 Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro | El proyecto se encuentra condicionado a la obra Nueva S/E Lo Campino (54 | Revisar plazo constructivo de acuerdo con el estado de avance y ser | Se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM) | meses), contenido en el actual ITP. En caso de retraso en la obra Nueva S/E Lo Campino, afectaría a ambas conexiones de paños, en 220 kV y 110 kV.<br>-Respecto a la información disponible, actualmente existe proyecto ampliación en S/E Cerro Navia, en 110 kV, en tecnología GIS, con un 31% de avance.<br>-La línea a seccionar en 110 kV posee un conductor Flint. | necesario, adecuar el plazo de ejecución de la obra.<br>Indicar que el seccionamiento deberá considerar un conductor que tenga al menos la capacidad máxima de la línea de transmisión. | Se ajustarán los plazos y se modificará el alcance de acuerdo con lo indicado en la observación. |
| 19-32 | 4.1.11 Seccionamiento de línea 2x110 kV Cerro Navia – Tap Libertadores en S/E Lo Campino 110 kV (IM) | De acuerdo con los datos obtenidos de la Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"- "IPT 2022" que forma parte de los anexos entregados por la CNE en la publicación del ITP 2022, se puede observar lo siguiente. Para el escenario de operación año 2029 Caso de estudio "S/E Lo Campino", se advierte una sobrecarga de aproximadamente un 40% para la línea 2X220 kV Polpaico - Nueva Lampa en condición N-1. Del mismo modo y bajo los mismos escenarios se aprecia una sobrecarga del 17% para la línea 2x220 kV Nueva Lampa - Lo Campino.<br><br>La Base DIgSILENT no cuenta con un escenario de operación verano - día para cuantificar la variación de las | Revisar la factibilidad de Incluir el Refuerzo de la línea 2x220 kV Polpaico - Nueva Lampa y Línea 2x220 kV Nueva Lampa - Lo Campino a un conductor que tolere al menos 450 MVA a 35°C, para atender a las sobrecargas identificadas en los casos descritos. | Ver respuesta a observación 19-30. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | sobrecargas descritas anteriormente.<br><br>Adicionalmente la "Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"- "IPT 2022" Caso de Estudio "S/E Lo Campino, cuenta con un despacho aproximado de 1200 MW desde el nodo San Luis - Nehuenco. Seria interesante analizar como varía la tensión en la barra de S/E Polpaico 220 kV cuando la inyección desde el nodo San Luis - Nehuenco se acerca a cero. | | |
| 19-33 | 4.1.13 Seccionamiento de línea 2x110 kV Buin – Tap Off Lo Espejo en S/E Nos 110 kV (2BP+BT) | De acuerdo al anexo "Análisis radial ITP 2022.xlsx", la S/E San Bernardo no presenta cargabilidades sobre el 80% al año 2030.<br><br>Ver Figura 33.<br><br>De acuerdo a la información proporcionada por Enel Transmisión (actualmente, Sociedad Transmisora Metropolitana II) al Coordinador, la S/E San Bernardo tampoco presentaría sobrecarga al año 2030. Información respuesta a Carta DE 02365-22 "Encuesta clientes zonales 2022". De acuerdo a proyección del Coordinador tampoco de aprecia el inicio de la obra. | Reevaluar la obra en atención a la previsión de demanda proyectada para S/E San Bernardo. | No se acoge la observación.<br><br>En el punto 8.3.12 del ITP 2022, se indica que la justificación para la incorporación de la nueva S/E Nos, radica en la limitada capacidad para la construcción de nuevos alimentadores que permitan explotar las capacidades actuales y futuras de los transformadores AT/MT de la S/E San Bernardo, y no por problemas de suficiencia en sus unidades de transformación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Ver Figura 34. | | |
| 19-34 | 4.1.14 Seccionamiento de línea 1x66 kV Alonso de Ribera – Perales en S/E Claudio Arrau 66 kV (2BP+BT) | Se recomienda evaluar la ubicación propuesta para el seccionamiento, considerando que área no edificada podría corresponde al Sitio Prioritario para la Conservación del SEIA Humedal Paicaví, el cual se pretende proteger bajo la 15ª modificación del Plan Regulador Comunal de Concepción, solicitando declaración de Humedal Urbano.<br><br>Por otro lado, el proyecto condicionado a la obra Nueva S/E Claudio Arrau (42 meses), contenido en el actual ITP. En caso de retraso en la obra nueva S/E Claudio Arrau, afectaría la conexión de paños en 66 kV. | Revisar el emplazamiento propuesto para el seccionamiento debido a restricciones ambientales y, de ser necesario, adecuar el plazo de ejecución de la obra. | No se acoge la observación.<br><br>Cabe hacer presente que el área de emplazamiento que se propone en la instancia del plan de expansión es referencial, y se determina de acuerdo con los análisis de factibilidad que se realizan en el marco del proceso de planificación,<br><br>En ese entendido, si bien el área de emplazamiento propuesta para la obra abarca el humedal Paicaví, ésta es más extensa que el humedal.<br>Por lo tanto, la ubicación definitiva de la obra deberá determinarse en conformidad a lo que se resuelva en la evaluación ambiental de la misma, de manera que no haya afectación a la zona protegida referida en la observación.<br><br>Por otra parte, la obra en cuestión ha sido modificada con motivo del ITF, cubriendo el riesgo señalado en la observación, en relación con la conexión de la línea a la nueva S/E Claudio Arrau. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 19-35 | 4.1.16 Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM) | Se observa que la subestación se emplaza en las cercanías de zonas urbanas, por lo que se recomienda revisar si el plazo de 48 meses es recomendable para la construcción de la subestación, considerando retrasos por características en la zona. | Revisar emplazamiento de la subestación considerando las restricciones urbanas de la zona y, de ser necesario, aumentar el radio de ubicación para el proyecto. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado, se ajusta el plazo de ejecución de la obra. Sin embargo, no se considera pertinente modificar el radio de emplazamiento de la obra, en atención al propósito de la misma. |
| 19-36 | 4.1.21 Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS) | La subestación cuenta con terreno aledaño disponible para crecimiento de la subestación (propiedad de CGE), sin embargo, el terreno cuenta con franja arbórea que de ser intervenida, y por tratarse de arboles nativos, probablemente necesite de un plan de manejo forestal y/o consideraciones ambientales o de permisos municipales para poder hacer viable la utilización del terreno.<br>En lo relativo al alcance técnico el proyecto no presenta complejidades. | Revisar las consideraciones ambientales y de permisos de manera de ajustar plazo constructivo (54 meses) considerando que las obras solo corresponden a una ampliación de barra simple. | No se acoge la observación.<br><br>Los plazos de la obra se encuentran ligados a las demás obras licitadas en conjunto, de modo que no se considera pertinente su modificación. |
| 19-37 | 4.1.22 Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT) | Revisar el plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | | |
| 19-38 | 4.1.22 Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT) | En el anexo "Análisis radial ITP 2022.xlsx" se observa que la demanda máxima al año 2021 del transformador 66/23 kV de la S/E Villarrica es de 19,7 MVA, lo cual con la información provista pareciera ser un peak no representativo de la demanda.<br>En el mismo anexo se indica que el P99,9 es de 19 MVA, con lo cual ya no se cumple el criterio del 85% declarado en el propio informe. En la siguiente imagen se muestran los registros de demanda de la S/E Villarrica al año 2022, en la que visualmente se observa que la demanda máxima típica es inferior a los 19,7 MVA.<br><br>Ver Figura 35 | Se recomienda revisar la pertinencia de mantener esta obra, de acuerdo con el criterio definido por la CNE en el presente proceso de planificación. | No se acoge la observación.<br><br>En el punto 8.3.19 del ITP 2022, se indica que, al año 2029, se requiere contar con una obra de expansión por criterio de suficiencia en la S/E Villarrica, como consecuencia del crecimiento vegetativo de la demanda de la zona, dejando al margen eventuales consumos que pudieran existir en esta zona de alto crecimiento turístico.<br><br>De esta forma, en el supuesto que se va a necesitar la obra de ampliación en los mismos plazos que se pondrán en servicio obras de expansiones en la zona, se propone incorporar esta obra en el presente proceso, con el objetivo de generar eficiencias técnicas y económicas, como, por ejemplo, en la construcción, permisos territoriales, constitución de servidumbres, compra de equipos, entre otros. |
| 19-39 | 4.1.24 Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación. | | |
| 19-40 | 4.1.25 Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT) | Revisar plazo constructivo en relación con los cambios en los criterios de evaluación ambiental según Guía "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna en terrestre" Resolución Exenta N°202299101888 de 10 de noviembre de 2022. En proyectos de evaluación ambiental mediante DIA se deben considerar 2 campañas de terreno en estaciones opuestas, lo que incrementa el plazo de evaluación.<br>Existe espacio en terreno, pero se requiere ordenar el crecimiento de la subestación. | Revisar plazo constructivo el cual se debería ampliar en a lo menos 6 meses, de acuerdo con el documento indicado en la observación. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 19-41 | 4.2.3 Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa | En la Subestación Agua Santa, la barra de 110 kV posee una solicitud en curso de Acceso Abierto, proyecto PH Curauma I, EBCO Energía S.A. La solicitud se encuentra en estado "Evaluación de antecedentes y/o requerimientos". Esta solicitud podría ocupar una de las posiciones señaladas para la obra "Nueva S/E Margarita y | Revisar el proyecto y su compatibilidad con el proyecto en curso presentado mediante acceso abierto. | No se acoge observación.<br><br>De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, la solicitud en curso efectivamente ocupará una posición en la S/E Agua Santa 110 kV. Sin embargo, existen otras 2 posiciones adicionales disponibles para que el presente |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa". | | proyecto se pueda conectar. Por lo tanto, la obra de expansión sí es compatible con la solicitud de acceso abierto. |
| 19-42 | 4.2.3 Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita – Agua Santa | Se solicita aclarar si la Obra Nueva reserva el uso de posiciones disponibles en la Subestación Agua Santa o considera la ampliación de dicha instalación. Lo anterior, teniendo especial consideración que en el extremo de S/E Agua Santa existen actualmente posiciones con plataforma y barra extendida disponibles para ser solicitadas vía acceso abierto. | Revisar el alcance del proyecto y en caso de ser necesario, actualizar la descripción de la obra. | Se acoge la observación.<br><br>En efecto, la obra nueva referida en la observación sí considera la reserva de dos posiciones disponibles en S/E Agua Santa para la conexión del proyecto. |
| 19-43 | 4.2.5 Nueva S/E Lo Campino | De acuerdo con los datos obtenidos de la Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"- "IPT 2022" que forma parte de los anexos entregados por la CNE en la publicación del ITP 2022, se puede observar lo siguiente. Para el escenario de operación año 2029 Caso de estudio "S/E Lo Campino", se advierte una sobrecarga de aproximadamente un 40% para la línea 2X220 kV Polpaico - Nueva Lampa en condición N-1. Del mismo modo y bajo los mismos escenarios se aprecia una sobrecarga del 17% para la línea 2x220 kV Nueva Lampa - Lo Campino.<br><br>La Base DIgSILENT no cuenta con un | Revisar la factibilidad de Incluir la ampliación de capacidad de la línea 2x110 kV Polpaico - Nueva Lampa y Línea 2x110 kV Nueva Lampa - Lo Campino con un conductor que tolere 450 MVA a 35°C, para atender a las sobrecargas identificadas en los casos descritos. | Ver respuesta a observación 19-30. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | escenario de operación verano - día para cuantificar la variación de las sobrecargas descritas anteriormente.<br><br>Adicionalmente la "Base DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E"-"IPT 2022" Caso de Estudio "S/E Lo Campino, cuenta con un despacho aproximado de 1200 MW desde el nodo San Luis - Nehuenco. Seria interesante analizar como varía la tensión en la barra de S/E Polpaico 220 kV cuando la inyección desde el nodo San Luis - Nehuenco se acerca a cero. | | |
| 19-44 | 4.2.6 Nueva S/E Don Melchor | El proyecto de Nueva S/E Don Melchor se emplazará al sur del Rio Maipo, en un radio de 2 kms. alrededor de la intersección de calles Ramon Subercaseus y Viña Concha y Toro, en un entorno complejo de acceder. | Revisar emplazamiento de la subestación considerando las restricciones urbanas de la zona y, de ser necesario, aumentar el radio de ubicación para el proyecto. | Se acoge la observación.<br><br>En base a la observación presentada por el Coordinador, se aumenta el radio de emplazamiento de la futura S/E Don Melchor, a 2,5 km. |
| 19-45 | 4.2.7 Nueva S/E Nos | De acuerdo al anexo "Análisis radial ITP 2022.xlsx", la S/E San Bernardo no presenta cargabilidades sobre el 80% al año 2030.<br><br>Ver Figura 36<br><br>De acuerdo a la información proporcionada por Enel Transmisión (actualmente, Sociedad Transmisora Metropolitana II) al Coordinador, la S/E | Revisar la fecha de puesta en servicio de la Nueva Subestación Nos, evaluándola en conjunto con la obra proyectada para S/E San Bernardo. | Ver respuesta a la observación 19-33. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | San Bernardo tampoco presentaría sobrecarga al año 2030.<br><br>Información respuesta a Carta DE 02365-22 "Encuesta clientes zonales 2022". De acuerdo a proyección del Coordinador tampoco de aprecia el inicio de la obra.<br><br>Ver Figura 37 | | |
| 19-46 | 4.2.8 Nueva S/E Claudio Arrau | Se recomienda evaluar la ubicación propuesta para la subestación, considerando que área no edificada podría corresponde al Sitio Prioritario para la Conservación del SEIA humedal Paicaví, el cual se pretende proteger bajo la 15ª modificación del Plan Regulador Comunal de Concepción, solicitando declaración de Humedal Urbano. | Se recomienda revisar el emplazamiento de la Nueva S/E Claudio Arrau para el seccionamiento de acuerdo con lo indicado. | Ver respuesta a la observación 19-35. |
| 19-47 | 4.2.11 Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – Arauco MAPA | En la base de datos DIgSILENT "BD CNE Expansion 2022 ITP Zonal C y E" se observa que en el escenario de mayor demanda en la zona Lebu "Dmax Manco-Lebu 2029-03 ON", al desactivar la S/E Vado Pedregoso no aparecen problemas de regulación de tensión en la S/E Cañete al aplicar medidas de operación en el escenario. | Revisar los análisis para validar la efectiva necesidad de esta obra, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS.<br>Como obra alternativa se propone evaluar el seccionamiento de barra de la S/E Tres Pinos 66 kV, de forma que sea posible operar simultáneamente | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>La obra en cuestión no será incorporada en el ITF, por motivos distintos a los indicados en la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Entre las medidas operativas se encuentra: cerrar el paño BT6 de la S/E Coronel, abrir el paño BS1 y B3, cerrar el seccionador del Tap off Carampangue y modificar el tap del transformador "Coronel 154/69kV-56MVA _T6" a 8.<br><br>Adicionalmente cabe indicar que en la base de datos mencionada se encuentra modelada y en servicio la línea "Carampangue - Curanilahue 66 kV", de la cual el Coordinador no tiene registro de su existencia. | ambos circuitos que abastecen la S/E Tres Pinos. | |
| 19-48 | 7.4 Análisis Efectuados en el Proceso de Planificación Metodología ITP 2022 Archivo Análisis Radial ITPD 2022 | De acuerdo al anexo "Análisis radial ITP 2022.xlsx", los transformadores de la S/E Cachapoal poseen una cargabilidad superior al 100% al año 2027. Este análisis es compartido por el Coordinador, razón la cual en la PET 2022 y PET 2023, se propuso la obras "Aumento de Capacidad en S/E Cachapoal y línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal". | Revisar la factibilidad incorporar los proyectos "Aumento de Capacidad en S/E Cachapoal y línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal". La obra indicada consiste en un nuevo equipo de transformación 66/15 kV – 30 MVA sumado al aumento de capacidad de la línea 2x66 kV Punta Cortés – Cachapoal a 90 MVA a 35°C. | No se acoge la observación.<br><br>Si bien el anexo referido en la observación indica cargabilidades proyectadas superiores al 85% en la S/E Cachapoal, es necesario tener en cuenta que esta proyección se realiza utilizando datos econométricos, que no necesariamente reflejan cabalmente el crecimiento de la potencia instantánea de la demanda.<br><br>Además, la S/E Cachapoal se encuentra emplazada a un costado del río del mismo nombre, y en una zona consolidada de la ciudad de Rancagua, por lo que esta Comisión considera que |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | los crecimientos de potencia instantánea deberían ser acotados y, por lo tanto, no se ve una necesidad de ampliar dicha instalación. Por otra parte, se espera que los crecimientos de demanda en la zona sean absorbidos por la futura S/E El Guindal. |
| 19-49 | 5 Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad | No se visualizan obras en el sector de S/E El Manzano. Instalación que ha sido consultada en múltiples oportunidades por empresas por acceso abierto para conexión de renovables, lo que evidencia el interés por el desarrollo de proyectos de generación en la zona. | Revisar factibilidad de promover esta obra. | Ver respuesta a observación 17-33. |
| 19-50 | 5 Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad | No se visualiza obra "Habilitación segundo circuito Línea 2X110 kV San Pedro – Quillota" la cual ha quedado desierta en segunda oportunidad (DE 171-2020) y ha sido consultada su licitación por Chilquinta. | Revisar factibilidad de promover esta obra. | No se acoge la observación.<br><br>En atención a que la necesidad de incorporar esta obra persiste, deberá ser licitada nuevamente por el Coordinador, por lo que esta Comisión no considera necesario incorporar la modificación solicitada. |

# Anexos Empresa 19

*Figura 33*

| Año | Mes | Nombre Tramo | Tipo tramo | Snom OSE [MVA] | Carg. P100 [%] | Carg. P99.9 [%] | Carg. P99.5 [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 I | Transf. AT/MT | 22.4 | 75% | 73% | 71% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 II | Transf. AT/MT | 22.4 | 72% | 70% | 68% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 III | Transf. AT/MT | 22.4 | 66% | 64% | 62% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 IV | Transf. AT/MT | 50.0 | 60% | 58% | 57% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 V | Transf. AT/MT | 50.0 | 60% | 59% | 57% |

*Figura 34*

| Transformador | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 1 | 67% | 67% | 67% | 68% | 69% | 70% | 71% | 72% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 2 | 75% | 76% | 75% | 76% | 77% | 79% | 80% | 81% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 4R | 44% | 45% | 45% | 45% | 46% | 47% | 47% | 48% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 50MVA 3 | 72% | 73% | 73% | 74% | 75% | 76% | 77% | 78% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 50MVA (Nuevo) | 48% | 49% | 49% | 49% | 50% | 51% | 51% | 52% |

*Figura 35*

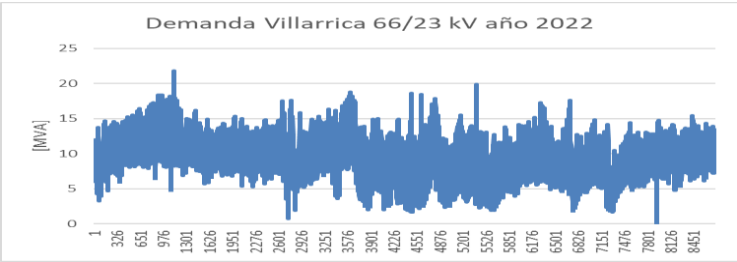


*Figura 36*

| Año | Mes | Nombre Tramo | Tipo tramo | Snom OSE [MVA] | Carg. P100 [%] | Carg. P99.9 [%] | Carg. P99.5 [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 I | Transf. AT/MT | 22.4 | 75% | 73% | 71% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 II | Transf. AT/MT | 22.4 | 72% | 70% | 68% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 III | Transf. AT/MT | 22.4 | 66% | 64% | 62% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 IV | Transf. AT/MT | 50.0 | 60% | 58% | 57% |
| 2030 | 6 | San Bernardo 110->San Bernardo 012 V | Transf. AT/MT | 50.0 | 60% | 59% | 57% |

*Figura 37*

| Transformador | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 1 | 67% | 67% | 67% | 68% | 69% | 70% | 71% | 72% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 2 | 75% | 76% | 75% | 76% | 77% | 79% | 80% | 81% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 22.4MVA 4R | 44% | 45% | 45% | 45% | 46% | 47% | 47% | 48% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 50MVA 3 | 72% | 73% | 73% | 74% | 75% | 76% | 77% | 78% |
| SAN BERNARDO 110/12.5KV 50MVA (Nuevo) | 48% | 49% | 49% | 49% | 50% | 51% | 51% | 52% |

# E20 – Mainstream

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 20-1 | Sección 4.2.11.1 Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV Vado Pedregoso – MAPA | Para poder aprovechar el recurso eólico de la zona de Lebu, definido en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (https://energia.gob.cl/pelp/territorio-y-potencial-renovable), y también para dar respaldo al consumo local, se recomienda modificar la ubicación de la subestación aproximadamente 30 km hacia el sur. | En base a la justificación presentada, se solicita que se modifique el párrafo relacionado a la ubicación de la nueva S/E Vado Pedregoso dentro de la Sección 4.2.11.1, por el siguiente: "La subestación se deberá emplazar en las cercanías de la S/E Tres Espinos, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto". | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión no será incorporada en el ITF, de modo que no es posible acoger la observación. Sin perjuicio de lo anterior, este antecedente será considerado por esta Comisión para los futuros análisis de expansión en la zona. |
| 20-2 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 157.<br><br>Nueva Línea 1x220 kV Lagunillas – Santa María y 2x220 kV Santa María - Nueva Lebu - Cautín | Para poder aprovechar el recurso eólico de la zona de Lebu, definido en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 (https://energia.gob.cl/pelp/territorio-y-potencial-renovable), y también para dar respaldo al consumo local, se recomienda modificar la ubicación de la subestación aproximadamente 30 km hacia el sur. | En base a la justificación presentada, se solicita que se modifique el ITP en el párrafo relacionado a la ubicación de la nueva S/E Vado Pedregoso dentro de la Sección 4.2.11.1, por el siguiente: "La subestación se | Ver respuesta a observación 20-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | deberá emplazar en las cercanías de la S/E Tres Espinos, dentro de un radio de 3 km al sur respecto de ese punto". | |
| 20-3 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 158.<br><br>Aumento de capacidad línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo | A partir de los resultados ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2022, fue posible constatarse que en el caso base de operación de la Línea 3x220 kV Algarrobal – Maitencillo (esto es, sin cambio de conductor) con el plan de obras considerado por la CNE, para todos los escenarios, se alcanzarían niveles de sobrecargas importantes en la línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo. Es importante mencionar que se tuvo que ajustar el despacho para que en operación normal se cumpliera con, al menos, criterio N. Debido a que en la práctica estos niveles de sobrecarga no se pueden permitir, el no incorporar la obra propuesta en el Plan de Expansión tendrá como consecuencia en una restricción de generación de las centrales de la zona.<br><br>De incorporarse la obra propuesta y efectuarse el cambio de conductor por uno de alta temperatura de 550 MVA a 35°C para los 3 circuitos de la línea 3x220 kV Algarrobal – Maitencillo dado que actualmente poseen una capacidad de 224 MVA a 35°C, se aprecia que se eliminan las sobrecargas detectadas, permitiendo que los circuitos puedan operar dentro de sus límites térmicos, bajo un criterio N-1. Por lo tanto, en condiciones normales de operación, los proyectos de generación ubicados en la | En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Aumento de capacidad línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo sea incorporada en el Informe Técnico Final. | Ver respuesta a observación 09-05. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Zona de Estudio no se verían enfrentados a limitaciones de generación debido a restricciones en el sistema de transmisión. Es importante tomar en cuenta que según los proyectos que presentan una solicitud de Acceso Abierto en el área, se demuestra que existe un gran interés de conectarse en la zona, donde la mayoría de los proyectos son del tipo fotovoltaico. Sin duda, algunos de ellos incorporarán sistemas de almacenamiento de energía permitiendo mover energía desde el horario solar a la noche desplazando generación térmica costosa y minimizando los costos de operación del SEN. En la tabla del costado se presenta un listado de los proyectos que se conectarían en la zona de interés, es decir, en las subestaciones: Maitencillo 220 kV, Algarrobal 220 kV y Nueva Cardones 220 kV y que, por lo tanto, harían uso de la mayor capacidad de transmisión derivada de la incorporación de la obra propuesta en el Plan de Expansión.<br><br>Por otro lado, en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión 2022, se incluye la ampliación de la S/E Algarrobal 220 kV en tres (3) nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. Es decir, habrá 6 posiciones adicionales para nuevos proyectos. Por lo tanto, las sobrecargas proyectadas se incrementarán aún más, desincentivando a que empresas generadoras ocupen estas nuevas posiciones, dado que tendrán mermada significativamente la evacuación de su energía al Sistema Eléctrico Nacional.<br>Como antecedente adicional, el interés existente en la | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | zona se ve plasmado también por la proposición de la obra “Aumento de capacidad C1, C2, C3 LT 220 kV Cardones-Algarrobal y C1, C2, C3 LT 220 kV Algarrobal-Maitencillo” presentada por Eactiva SpA, rechazada por la CNE. Lo anterior da cuenta del gran potencial de desarrollo ERNC en la zona, haciendo patentes las barreras de entrada que impone la infraestructura de Transmisión.<br><br>En definitiva, dado que la Planificación de la Transmisión debe propender a la conformación de un mercado eléctrico común, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, y debe considerar los requerimientos de acceso abierto al Sistema de Transmisión, es imprescindible que obras como la propuesta, que permitirán la evacuación de aproximadamente 5.200 MW de energía renovable, sean incorporadas al Plan de Expansión.<br><br>Ver Figura 38 | | |
| 20-4 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 159.<br><br>Aumento de capacidad línea 3x220 kV Loica - Alto Melipilla | La CNE rechazó incorporar esta obra en el Plan de Expansión ya que “el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe”. De acuerdo con el análisis efectuado por Andes Mainstream SpA y sus consultores, la incorporación de la obra sí presentaría un ahorro sistémico superior al monto de inversión de la obra al menos en un 84% de los escenarios hidrológicos considerados. | En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Aumento de capacidad línea 3x220 kV Loica - Alto Melipilla sea incorporada en el | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis desarrollados por esta Comisión, los resultados de la evaluación de la obra no cumplen con los criterios para su incorporación en el presente plan de expansión.<br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | A partir de los resultados ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2022, fue posible constatar que en el caso base de operación de la Línea 3x220 kV Loica – Alto Melipilla (esto es, sin cambio de conductor propuesto), con el plan de obras considerado por la CNE, para los escenarios evaluados, los resultados muestran sobrecargas en la línea, con las mayores cargabilidades presentadas para el escenario donde los proyectos solares están despachados al 80% y los proyectos eólicos al 40%.<br><br>Dado que el tramo Loica – Alto Melipilla 220 kV se limita en 394 MVA producto de la restricción N-1 se pudo observar que incluso en operación normal, sin considerar proyectos a plena carga, existen sobrecargas en la línea. Además, si se incorporan al análisis los proyectos que aparecen en proceso en la página de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, las sobrecargas se elevarían fuertemente. En la tabla del costado se presenta el listado de proyectos que tiene interés de conectarse en la zona y se encuentran en proceso de Acceso Abierto.<br><br>De incorporarse al Plan de Expansión la obra de refuerzo propuesta, se constata que desaparecen las sobrecargas para todos los escenarios de despacho, es decir, permitirá un mayor despacho de energía de fuente renovable, sin emisiones y con menores costos sistémicos que otras tecnologías. Además, sin duda, algunos de estos de proyectos incorporarán sistemas de almacenamiento de energía permitiendo mover energía desde el horario solar | Informe Técnico Final. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | a la noche desplazando generación térmica costosa y minimizando los costos de operación del SEN.<br><br>Por otro lado, en el Decreto Exento N°200, correspondiente a las Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión Nacional y Zonal del Plan de Expansión 2021, se incluye la ampliación de la S/E Loica 220 kV en 4 (cuatro) nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión de nuevos proyectos en la zona. Es decir, habrá ocho (8) posiciones adicionales para nuevos proyectos. Por lo tanto, las sobrecargas proyectadas se incrementarán aún más, desincentivando a que empresas generadoras ocupen estas nuevas posiciones, dado que tendrán mermada significativamente la evacuación de su energía al Sistema Eléctrico Nacional.<br><br>Adicionalmente, el alto interés existente en la zona se ve reflejado también por la proposición de las obras de ampliación “Cambio de conductor de las líneas 3x220 kV Loica – Alto Melipilla” presentada por Colbún S.A. y “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Lo Aguirre” presentada por Enel Green Power Chile S.A., ambas rechazadas por la CNE. Lo anterior da cuenta del gran potencial de desarrollo ERNC en la zona, haciendo patentes las barreras de entrada que impone la infraestructura de Transmisión.<br><br>Finalmente, considerando que la Planificación de la Transmisión debe propender a la conformación de un mercado eléctrico común, para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, y debe considerar los | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | requerimientos de acceso abierto al Sistema de Transmisión, es imprescindible que obras como la propuesta, que permitirán la evacuación de aproximadamente 2.340 MW de energía renovable a la zona central, sean incorporadas al Plan de Expansión.<br><br>Ver Figura 39 | | |
| 20-5 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 160.<br><br>Nueva S/E Seccionadora Perales | Si bien es posible que terceros no hayan promovido obras de expansión en la zona, no es correcto que ello se traduzca necesariamente en que no exista interés de otros proyectos en conectarse en esta Nueva S/E Seccionadora.<br>Por ejemplo, el Parque Eólico Polcura, de 155 MW de capacidad instalada, tiene proyectado conectarse en S/E La Pólvora, por lo que deberá construir una línea de transmisión de 12 km. En cambio, de poder conectarse en Nueva S/E Seccionado Perales, dicha distancia se reduciría a menos de 1 km.<br><br>La posibilidad de que proyectos de energía renovable puedan conectarse a una subestación emplazada en un lugar más cercano, además de ser menor en costos, tiene también un componente social y ambiental relevante. Como es de público conocimiento, la aprobación ambiental del proyecto de Obra Nueva Zonal “Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa”, desarrollado por Celeo Redes, ha experimentado una serie de complejidades, especialmente en lo relativo a la férrea resistencia de comunidades de las comunas atravesadas por dicha línea (ver, por ejemplo, “Anuncian acciones contra proyecto de | En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Nueva S/E Seccionadora Perales sea incorporada en el Informe Técnico Final. | No se acoge la observación.<br><br>No se presentan antecedentes adicionales a los anteriormente presentados por la empresa, que modifiquen el resultado del análisis realizado por esta Comisión. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | transmisión eléctrica", enlace al costado).<br><br>En ese contexto, los desarrolladores de proyectos que tenían proyectado conectarse en la S/E La Pólvora podrían evitar una tramitación ambiental compleja y el retraso en el desarrollo de sus proyectos, de existir la Nueva S/E Seccionadora Perales propuesta; lo que, a su vez, tendría cerca de 425 MW de capacidad instalada de energía eólica, cuyo punto de conexión más eficiente, y con menores impactos ambientales, es la Nueva S/E Seccionadora Perales propuesta, según se aprecia en la tabla del costado.<br><br>Además, a partir de los resultados ejecutados por Andes Mainstream SpA el año 2022, se presentó que en el caso base con el plan de obras considerado, los escenarios evaluados muestran que la subestación seccionadora Perales permite la evacuación de la energía renovable de la zona sin disminuir la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.<br><br>Ver Figura 40 | | |
| 20-6 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 161.<br><br>Equipos DLR en las líneas ubicadas entre las SS/EE Charrúa y Nueva Pichirropulli 220 kV | En primer lugar, es necesario precisar que es incorrecto señalar que el proceso de expansión de la transmisión no sea la herramienta regulatoria idónea para incorporar equipamientos del tipo DLR a la red de transmisión. Muy por el contrario, la LGSE establece expresamente que la planificación de la transmisión puede considerar equipos como obras de expansión equipos que cumplan una función de comunicación, como es el caso de la obra propuesta. | En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra Equipos DLR en las líneas ubicadas entre las SS/EE Charrúa y | Ver respuesta a observación 06-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | El artículo 89º, inciso cuarto, de la LGSE dispone lo siguiente: “Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación”.<br><br>Considerando que los equipos de monitoreo de líneas, como es el caso de la obra de ampliación propuesta, son regulados en el Título XVI “Sistemas de Comunicación” del Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” de la NTSyCS, se sigue necesariamente que la incorporación de la obra propuesta en el Plan de Expansión es plenamente consistente con lo dispuesto en el artículo 89º, inciso cuarto, de la LGSE.<br><br>En segundo lugar, respecto a la objeción de que no es posible realizar una correcta evaluación de los beneficios debido a la incertidumbre de las condiciones específicas ambientales, en la propuesta presentada por Andes Mainstream SpA se efectuó un estudio de análisis económico en base al modelo PLP, considerando la mayor capacidad de transmisión que el equipo DLR habilitaría en el corredor entre las SS/EE Charrúa y Nueva Pichirropulli. Para calcular esta la magnitud del aumento en la capacidad disponible, se consideró información histórica sobre variables de temperatura, viento, radiación, obtenida desde la plataforma Agromet (enlace al costado) en el centro de medición de Mulchén. Esta aproximación metodológica es similar a la que se utiliza | Nueva Pichirropulli 220 kV sea incorporada en el Informe Técnico Final. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | para calcular diferentes hidrologías: si bien no se puede asegurar con exactitud qué ocurrirá en los próximos años, en base a datos históricos sobre variables ambientales y meteorológicas, es posible efectuar predicciones razonables para efectos de la planificación de la transmisión.<br><br>A partir de los resultados obtenidos por Andes Mainstream SpA el año 2022, se presentó la obra propuesta, con el objeto de libera las congestiones en algunos de los tramos entre las SS/EE Charrúa y Ciruelos, lo que se refleja en beneficios sistémicos debido al mayor despacho de generación renovable.<br><br>Adicionalmente, otro de los beneficios de esta obra es permiten aumentar, de manera eficiente y efectiva, la capacidad disponible en transmisión. Esto ya que los costos de inversión son bajos y se requiere un periodo acotado de implementación versus obras nuevas de transmisión que recién liberarán capacidades de transferencia posterior al año 2030, con altos costos.<br><br>Por último, como complemento a lo indicado anteriormente, el Coordinador en el documento “Propuesta del Plan de Expansión” publicado el 21 de enero de 2022, propuso la implementación de un sistema DLR en la línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín, debido a los beneficios que presenta, la rápida implementación y el bajo costo. Con lo cual se infiere que un DLR cumple normativamente la promoción mediante el Plan de | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Expansión y es un tipo de equipamiento cuya ejecución produce beneficios sistémicos. | | |

# Anexos Empresa 19

*Figura 38*

| Proyecto | Capacidad [MW] | Punto de Conexión Cercano |
|---|---|---|
| Parque Fotovoltaico Corinto Solar | 230 | S/E Maitencillo 220kV |
| CSFV Las Mesetas III | 102 | S/E Maitencillo 220kV |
| Milla Quince | 600 | S/E Maitencillo 220kV |
| CSFV La Totora | 69 | S/E Maitencillo 220kV |
| Don Carlos | 228 | S/E Maitencillo 220kV |
| Llanos de Marañón 2 | 240 | S/E Maitencillo 220kV |
| PE Konable | 200 | S/E Maitencillo 220kV |
| Llanos del Chocolate | 375 | S/E Maitencillo 220kV |
| Freirina Solar | 400 | S/E Maitencillo 220kV |
| Parque Eólico Atacama | 178 | S/E Maitencillo 220kV |
| Parque Fotovoltaico Tamarico | 291 | S/E Maitencillo 220kV |
| Parque FV Sol de Vallenar | 250 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Algarrobal MRP | 370 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Miraflores | 450 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Algarrobal | 200 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Desierto de Atacama | 475 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Ceibo | 280 | S/E Algarrobal 220 kV |
| Solar Baco | 100 | S/E Nueva Cardones 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Candelaria Solar | 167 | S/E Nueva Cardones 220 kV |
| Total | 5.205 MW | |

*Figura 39*

| Proyecto | Capacidad | Punto de Conexión |
|---|---|---|
| PFV El Valle | 300 | S/E Loica 220 kV |
| PE El Triunfo | 300 | S/E Loica 220 kV |
| Parque Fotovoltaico El Conquistador | 250 | S/E Loica 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Andino Occidente I | 120 | S/E Loica 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Alcones | 90 | S/E Portezuelo 110 kV |
| Parque Fotovoltaico Estrella Solar | 300 | S/E Portezuelo 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Las Damas | 150 | S/E Portezuelo 220 kV |
| Parque Fotovoltaico Andino Occidente II | 120 | S/E Portezuelo 220 kV |
| La Aguada | 500 | S/E Portezuelo 220 kV |
| Parque FV Portezuelo | 100 | S/E Portezuelo 220kV |
| OBSERVATORIO DEL VERANO SOLAR | 100 | S/E Portezuelo 66 kV |
| PMG Portezuelo | 9 | S/E Portezuelo 66 kV |
| Total | 2.339 MW | |

*Figura 40*

| Proyecto | Capacidad [MW] | Punto de Conexión |
|---|---|---|
| Parque Eólico La Pólvora | 210 | S/E La Pólvora 220 kV |
| Parque Eólico Perales | 60 | Nueva S/E Perales 220kV |
| Parque Eólico Polcura | 155 | S/E La Pólvora 220 kV |
| Total | 425 MW | |

# E21 – Transelec

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 21-1 | General | Reducción de la capacidad de transmisión por mayores temperaturas:<br>Las altas temperaturas reducen la capacidad de transmisión de nuestra infraestructura. Por lo general, sobre los 35°C la capacidad disminuye significativamente.<br>En verano, algunas líneas de transmisión en las Regiones del Ñuble y Biobío ya están cerca de su límite y se pierde el N-1, llegando incluso a casos en que ha sido necesario reducir la carga por estas líneas a través de la desconexión de consumos. Un ejemplo de esto ocurrió el 3 de febrero 2023 cuando el CEN instruyó a CGE a una reducción de carga de 5 MW debido a las altas temperaturas ambiente alrededor de S/E Pueblo Seco.<br>En el futuro, de acuerdo a las proyecciones de escenarios de clima futuro en Chile generados por los modelos numéricos para análisis de cambio climático (GCMs) graficados en Figura 41 a continuación, veremos más casos de disminución de la capacidad de transmisión producto de los aumentos de las temperaturas. Ante eso, se levanta la necesidad de diseñar las instalaciones de transmisión considerando los aumentos que sufrirán las temperaturas máximas promedio de Chile continental.<br><br>Ver Figura 41.<br><br>En este ITP de manera general se observa que se están promoviendo obras que tienen condiciones de diseño que podrían ser muy ajustadas respecto<br>de las temperaturas ambientes consideradas, por ejemplo, para conductores de barras de subestaciones, | Considerando que la tendencia actual debido al cambio climático es a que las temperaturas sigan aumentando, se solicita considerar una T° ambiente para diseño en líneas y Subestaciones de al menos 40°C, dependiendo de la zona en la cual esté emplazada. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Tal como lo indica la observación, en la operación real se presentan condiciones en las cuales la temperatura ambiente provoca restricciones en la operación de las líneas de transmisión, lo que podría originar requerimientos de expansión del sistema. En este sentido, esta Comisión revisará la pertinencia de modificar los criterios con que define la capacidad de transmisión de los tramos en función de su zona de emplazamiento, así como las demás condiciones que impactan en los análisis de cargabilidad de las instalaciones, como, por ejemplo, la época del año y hora del día en que se presenta la condición de operación analizada. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | donde se propone diseñarlos a T° de 35°C, la cual no necesariamente corresponde a la temperatura ambiente real de operación, ni las proyecciones de T° esperadas para el país.<br>Ahora bien, considerando el aumento de las temperaturas debido al cambio climático, se solicita considerar una T° ambiente para diseño en líneas y Subestaciones de al menos 40°C. | | |
| 21-2 | General | Cuando se define que es necesario ejecutar una obra de ampliación en instalaciones con una antigüedad notable, es muy importante tener en consideración la normativa bajo la cual fue diseñada y construida dicha instalación de Transmisión. En ocasiones cuando se ha licitado una obra de ampliación asociada a una instalación antigua, aplicándole el Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión de la Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio (NTSYCS), ha implicado una reconfiguración del proyecto para cumplir con la normativa actual, lo cual, muchas veces, no había quedado estipulado en la definición original de éste, volviendo onerosa su ejecución para el contratista y el propietario.<br>Debido a lo anterior, en el caso de subestaciones existentes antiguas, que no fueron diseñadas bajo los estándares del Anexo Técnico mencionado, es necesario considerar las posibles consecuencias de la aplicación de dichas exigencias en la definición de la obra, con la finalidad de que esto no genere un posterior sobrecosto en el desarrollo de ésta.<br>Por tanto, se vuelve imperioso, solicitar incorporar cambios en el alcance de las Obras de Ampliación | Se solicita incorporar cambios de alcance en las Obras de Ampliación de subestaciones existentes considerando la aplicación del Anexo Técnico Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de Transmisión de la NTSyCS. | No se acoge la observación.<br><br>Cabe hacer presente que, desde luego, las obras de expansión consideran en su definición, alcance y características, las exigencias que se derivan de la aplicación de Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de la NTSyCS.<br><br>Además, la Comisión sí incorpora dentro del alcance de las obras de expansión que intervienen instalaciones existentes las exigencias que se derivan del referido anexo técnico, teniendo la precaución de tomar aquellas disposiciones que resultan factibles y eficientes de materializar, lo cual se analiza en forma particular para cada obra. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | asociadas a Subestaciones Existentes, de manera de considerar tempranamente la aplicación del Anexo Técnico Exigencias<br>Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión de la NTSYCS. | | En este sentido, al definirse la obras de expansión que involucran la modificación de instalaciones existentes, se consideran solo las modificaciones en estas últimas que sean necesarias para viabilizar la obra de expansión, pero no se utiliza la instancia del plan de expansión para regularizar instalaciones que actualmente cumplen con las exigencias técnicas que estaban vigentes al momento de su entrada en operación, si es que esto no es necesario para efectos de la obra de expansión de que se trate. |
| 21-3 | General | Cuando se incluye una obra de ampliación en una instalación existente y con una vasta antigüedad es muy relevante tener en consideración la normativa bajo la cual fue construida dicha instalación. A modo de ejemplo, en ocasiones anteriores cuando se ha licitado una obra de ampliación sobre una instalación antigua, y se ha incluido los requerimientos de los Pliegos Técnicos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), se ha generado un cambio bastante grande en la definición y diseño del proyecto, el cual, en ocasiones, no ha quedado estipulado en las bases de licitación, desde el punto de vista de la especificación del proyecto.<br>Debido a lo anterior, en el caso de instalaciones antiguas, que no fueron construidas con los Pliegos Técnicos de la SEC, es necesario considerar la afectación de la consideración de dichos pliegos en la definición de la | Se solicita incorporar cambios en el alcance de las Obras de Ampliación de instalaciones existentes, considerando la aplicabilidad de los Pliegos Técnicos. | No se acoge la observación.<br><br>Cabe hacer presente que, desde luego, las obras de expansión consideran en su definición, alcance y características, las exigencias que se derivan de la aplicación de toda la normativa técnica aplicable a las instalaciones, entre ellas, los pliegos técnicos de la SEC en caso de ser aplicable.<br><br>Además, la Comisión sí incorpora dentro del alcance de las obras de expansión que intervienen instalaciones existentes las |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | obra. Ello, con la finalidad de que esto no genere un posterior sobrecosto en el desarrollo de la obra para el contratista.<br>Por lo tanto, es necesario considerar en el alcance de los proyectos de ampliación las modificaciones, cambios, reemplazos de componentes y cualquier obra que se deba realizar en las instalaciones existentes para dar cumplimiento a lo estipulado en los "Pliegos Técnicos", de manera tal que en el futuro no se vea afectado el plazo, costo u otro aspecto relevante de la obra de expansión en desarrollo. | | exigencias que se derivan de las referidas normas técnicas teniendo la precaución de tomar aquellas disposiciones que resultan factibles y eficientes de materializar, lo cual se analiza en forma particular para cada obra.<br><br>En este sentido, al definirse la obras de expansión que involucran la modificación de instalaciones existentes, se consideran solo las modificaciones en estas últimas que sean necesarias para viabilizar la obra de expansión, pero no se utiliza la instancia del plan de expansión para regularizar instalaciones que actualmente cumplen con las exigencias técnicas que estaban vigentes al momento de su entrada en operación, si es que esto no es necesario para efectos de la obra de expansión de que se trate. |
| 21-4 | General | Con respecto al cumplimiento normativo ambiental de las obras propuestas en el plan de expansión, se requiere incorporar dentro de la estimación del valor de inversión de las obras, un reconocimiento a los costos asociados a las medidas de mitigación de ruido, conforme a lo exigido hoy por el DS N°38/2011, Norma de Emisión de Ruido para fuentes fijas. Adicionalmente, se requiere destacar que este último instrumento normativo | Se solicita incorporar, dentro de los costos de las obras de expansión, las medidas de mitigación de ruido necesarias para dar cumplimiento a | No se acoge la observación.<br><br>Esta Comisión no estima necesario ni pertinente incluir dentro de la descripción ni los costos de las obras, todos aquellos ítems que redundan en un costo para la empresa, debiendo realizarse dicha evaluación |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | hoy se encuentra en revisión, conforme al proceso de revisión de normas y programas de la legislación ambiental, y el anteproyecto que está en consulta pública considera cambios con exigencias más restrictivas y por tanto reducen el nivel de emisión de ruido permitido por las fuentes fijas de proyectos de transmisión, además de otras consideraciones. | los requisitos normativos establecidos en la norma de ruido, en especial la Norma de Emisión de Ruido de Fuentes Fijas. | de costos por el interesado en la obra, ya sea de ampliación o nueva, al momento de presentarse a la licitación de ésta, específicamente, al definir el valor a ofertar.<br><br>En este sentido, es de responsabilidad de quien opere una instalación eléctrica dar cumplimiento a toda la normativa que le sea aplicable, por ejemplo, la normativa ambiental, debiendo contemplar los costos que derivan de ello. |
| 21-5 | General | Para todas las obras de seccionamiento de líneas, se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las subestaciones (SS/EE) remotas a intervenir por el proyecto. | Se solicita incorporar el cambio de alcance en las obras de ampliación de seccionamiento de líneas incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | No se acoge la observación.<br><br>En atención a los cambios de alcance que sufrieron las obras señaladas, no sería necesario incorporar lo solicitado. |
| 21-6 | Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, | Se solicita incorporar el cambio de alcance en la obra de ampliación de | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Polpaico en S/E Manuel Rodriguez 220 kV (IM)” | protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | seccionamiento de línea incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | |
| 21-7 | Obra “Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)” | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Se solicita incorporar el cambio de alcance en la obra de ampliación de seccionamiento de línea incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Ver respuesta a observación 21-5. |
| 21-8 | Obra “Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)” | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Se solicita incorporar el cambio de alcance en la obra de ampliación de seccionamiento de línea incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | |
| 21-9 | Obra "Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Se solicita incorporar el cambio de alcance en la obra de ampliación de seccionamiento de línea incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Ver respuesta a observación 21-5. |
| 21-10 | Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea se debe especificar que será responsabilidad de la Obra de Ampliación de seccionamiento de líneas las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Se solicita incorporar el cambio de alcance en la obra de ampliación de seccionamiento de línea incorporando las adecuaciones en los sistemas de control, protecciones y telecomunicaciones de las SS/EE remotas a intervenir por el proyecto. | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 21-11 | General | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación (OA) correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas (ON) como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.<br>En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los servicios auxiliares (SSAA) y la diferencial de barra.<br>Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita | En el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | | |
| 21-12 | Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodriguez 220 kV (IM)" y Obra "Nueva S/E Manuel Rodriguez" | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.<br>En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los SSAA y la | En el caso de obras "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodriguez 220 kV (IM)" y "Nueva S/E Manuel Rodriguez" que se licitan conjuntamente, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | diferencial de barra.<br>Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | | |
| 21-13 | Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)" y Obra "Nueva S/E Lo Campino" | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.<br>En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente | En el caso de obras "Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)" y "Nueva S/E Lo Campino" que se licitan conjuntamente, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los SSAA y la diferencial de barra.<br>Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | | |
| 21-14 | Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)" y Obra "Nueva S/E Claudio Arrau" | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.<br>En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, | En el caso de obras "Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)" y "Nueva S/E Claudio Arrau" que se licitan conjuntamente, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los SSAA y la diferencial de barra.<br>Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | | |
| 21-15 | Obra "Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)" y Obra "Nueva S/E Talcahuano Sur" | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser | En el caso de obras "Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)" y "Nueva S/E Talcahuano Sur" que se licitan conjuntamente, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los SSAA y la diferencial de barra. Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | |
| 21-16 | Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)" y Obra "Nueva S/E Schwager" | En el ITP 2022 se condiciona la adjudicación de proyectos, en el caso de obras de ampliación correspondientes a seccionamientos de línea y obras nuevas como nuevas subestaciones. Al respecto, se establece para cada uno de los proyectos que se deben incluir todas las obras de modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. | En el caso de obras "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)"y "Nueva S/E Schwager" que se licitan conjuntamente, se solicita establecer qué proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | En este sentido, como es posible advertir, esta estipulación es más bien a modo general, y tiene por objeto que no quede duda que las adecuaciones están incluidas en el alcance de un proyecto y deben ser consideradas por los oferentes a la hora de hacer sus propuestas en el proceso de licitación. Sin embargo, tomando en consideración lo antes expuesto, es entonces, que se vuelve importante, para el caso de obras condicionadas de seccionamiento de líneas de transmisión, en el que se adjudican obras nuevas y obras de ampliación en conjunto, definir en que proyecto individualmente queda alojada la responsabilidad y costos sobre las modificaciones necesarias para llevar a cabo la conexión entre la obra de ampliación y la obra nueva, a modo de ejemplo, no queda claro quién debe proveer los SSAA y la diferencial de barra.<br>Por tanto, para el caso de obras de seccionamiento de líneas de transmisión donde se licitan conjuntamente obras nuevas y obras de ampliación, se solicita establecer que proyecto (ON o OA) incluirá en su alcance las responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | responsabilidades y costos de las modificaciones necesarias para resguardar la correcta conexión de los proyectos de OA y ON. | |
| 21-17 | General | Para todas las obras de seccionamiento de líneas, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento de<br>línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre las Obras de Ampliación y Obras Nuevas asociadas a nuevas subestaciones | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | seccionadoras respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales dentro de la nueva subestación. | |
| 21-18 | Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodriguez 220 kV (IM)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento de línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre la Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Río Aconcagua – Polpaico en S/E Manuel Rodriguez 220 kV (IM)" y la obra "S/E Manuel Rodriguez" respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales dentro de la nueva subestación. | Ver respuesta a observación 21-5. |
| 21-19 | Obra "Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre la Obra | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)" | de línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | "Seccionamiento de línea 2x220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa en S/E Lo Campino 220 kV (IM)" y la obra "S/E Lo Campino" respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales dentro de la nueva subestación. | |
| 21-20 | Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento de línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre la Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén en S/E Claudio Arrau 220 kV (IM)" y la obra "S/E Claudio Arrau" respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | dentro de la nueva subestación. | |
| 21-21 | Obra "Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento de línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre la Obra "Seccionamiento circuito N° 2 de línea 2x154 kV San Vicente – Hualpén en S/E Talcahuano Sur 154 kV (BPS+BT)" y la obra "S/E Talcahuano Sur" respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales dentro de la nueva subestación. | Ver respuesta a observación 21-5. |
| 21-22 | Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)" | Para la mencionada obra de seccionamiento de línea, se debe especificar quién será el responsable de construir el interruptor central en la nueva S/E seccionadora, el propietario de la Obra de Ampliación de seccionamiento de línea o el propietario de la Obra Nueva de la Subestación seccionadora. | Se solicita definir límites explícitos de responsabilidad entre la Obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)" y la obra " S/E Schwager" | Ver respuesta a observación 21-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | respecto de quién será el responsable de construir los interruptores centrales en las diagonales dentro de la nueva subestación. | |
| 21-23 | General | En el Anexo N°4: "Metodología Resiliencia" del ITP 2022, se señalan antecedentes y análisis respecto de una metodología y evaluación del criterio de resiliencia. Sin embargo, a excepción de la probabilidad de cálculo de cada catástrofe, no se detalla explícitamente la forma de evaluar proyectos mediante este criterio en el Plan de Expansión. Asimismo, en el Anexo N°6 de la Base de Datos, se incluyeron solo dos evaluaciones económicas de catástrofes o condiciones extremas considerando el criterio de resiliencia, las cuales corresponden a hidrologías extremas y shock de precios.<br>Al respecto, Transelec ha propuesto en dos ocasiones obras para dar seguridad al abastecimiento de las localidades de El Salado y Chañaral. Estos consumos se alimentan de forma radial a través de la línea 110 kV Diego de Almagro - El Salado, por lo que una falla en la misma deja sin suministro a ambas ciudades. Lo anterior, ocurrió en el año 2015, en donde producto de un aluvión dicha zona estuvo durante 128 horas sin suministro, ello dado que la zona no cuenta con la seguridad y resiliencia necesaria para hacer frente a este tipo de desastres naturales.<br>En este sentido, las obras propuestas por Transelec han | En cumplimiento con lo señalado en el literal a) del artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el artículo 92 del Reglamento de Transmisión de mayo de 2021, se solicita precisar y detallar, para todos los tipos de catástrofes o condiciones extremas, la metodología de evaluación de proyectos mediante el criterio de resiliencia para ser incorporados en el plan de expansión de 2022. | No se acoge la observación.<br><br>La regulación no exige incluir un listado de condiciones o catástrofes predefinido, así como tampoco la forma en que se evaluará cada situación. Lo anterior resulta lógico, toda vez que los fenómenos posibles de analizar dependerán de muchos factores y pueden ser tantos como sea posible, de modo que no tiene sentido definirlos en abstracto.<br>En este sentido, esta Comisión ha considerado, como parte de la secuencia de evaluación de las obras de expansión, aquellas amenazas que resultan verosímiles y probables de ocurrir en base a la historia reciente, a efectos de incorporar su efecto en el desarrollo de los análisis de expansión. En particular, en el presente proceso se ha considerado la caída de la línea Charrúa - Hualqui |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | sido rechazadas en ambas ocasiones, la última de estas ("Línea 110 kV nueva Chañaral – Javiera S/E Nueva Chañaral 110/23 kV") argumentando que, bajo un enfoque de resiliencia, la evaluación económica, se realiza mediante una evaluación basada en análisis de seguridad.<br>Considerando lo anterior, en cumplimiento con lo señalado en el literal a) del artículo 87 de la LGSE y en el artículo 92 del Reglamento de Transmisión de mayo de 2021, se solicita precisar y detallar, para todos los tipos de catástrofes o condiciones extremas, la metodología de evaluación de proyectos mediante el criterio de resiliencia para ser incorporados en el plan de expansión de 2022. | | - Lagunillas 1x220 kV, para efectos del análisis e incorporación de la obra "Nueva S/E Patagual". |
| 21-24 | General | En relación con los criterios y variables ambientales que forman parte de los antecedentes para la planificación de la transmisión, y que han sido particularmente utilizados en la etapa del proceso de planificación denominada "Etapa de análisis de factibilidad técnica", se observa la necesidad de incorporar los instrumentos de evaluación ambiental de proyectos de inversión, reconociendo así el incremento en su complejidad, y con ello, en los plazos de preparación y tramitación ante el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).<br>Como referencia, en el último año móvil, las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) del sector energía han sido calificadas en promedio en 307 días hábiles, siendo evidente un aumento de los plazos de evaluación en relación con años anteriores. Por su parte, los tiempos de preparación de los instrumentos de evaluación ambiental también han sufrido un aumento de | Se solicita considerar estos tiempos para los proyectos que cuenten con DIA o EIA estimados. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>En atención a la observación presentada, esta Comisión ha realizado ajustes en los plazos de ejecución de una serie de obras contenidas en el presente ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | plazo que debe ser considerado en la planificación. Lo anterior, basado en nuevos criterios de evaluación emitidos por el Servicio de Evaluación Ambiental y que deben ser observados en el proceso de evaluación. Ejemplo de ello, son los recientes "Criterios técnicos para campañas de terreno de fauna terrestre y validación de datos", publicado por él SEA en noviembre de 2022 y que obliga a que las Declaraciones de Impacto Ambiental consideren en su presentación campañas bióticas de contraste. Siendo así, la temporalidad de dichas campañas extiende en al menos seis<br>(6) meses adicionales los plazos de elaboración del instrumento ambiental, requiriendo como consecuencia un plazo de aproximadamente diez (10) meses solo para su elaboración.<br>Finalmente, se solicita considerar también las incertidumbres asociadas a los plazos necesarios para desarrollar un mejor acceso a la participación ciudadana y procesos de consulta a pueblos indígenas, esto en relación con la implementación de políticas públicas como lo es el Acuerdo de Escazú, cuya implementación evidentemente tendrá efectos sobre los plazos tanto de preparación como de evaluación de los proyectos de transmisión.<br>Por lo tanto, conforme a lo ocurrido en la práctica en el desarrollo de proyectos, consideramos que para la estimación de plazos de las obras se debe considerar como modelo general lo siguiente:<br>Para proyectos con DIA (Declaración impacto ambiental):<br>- Ingeniería preliminar para desarrollo de DIA y C&S | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | (Concesiones y servidumbres): 3 meses.<br>- Elaboración de la DIA: 9 meses.<br>- Tramitación de la DIA: 15 meses.<br>- PAS (Permisos ambientales sectoriales): 6 meses.<br>- Construcción y puesta en servicio: 15 meses.<br>En Total 48 meses<br><br>Ver Figura 42<br><br>Para proyectos con EIA (Estudio impacto ambiental):<br>- Ingeniería preliminar para desarrollo de EIA y C&S: 3 meses.<br>- Elaboración de la EIA: 16 meses.<br>- Tramitación de la EIA: 25 meses.<br>- PAS (Permisos ambientales sectoriales): 6 meses.<br>- Construcción y PES: 15 meses.<br>En Total 65 meses<br><br>Ver Figura 43. | | |
| 21-25 | General | En el caso de licitación de Obras de ampliación y Obras Nuevas en forma conjunta, la entrada en operación comercial sólo puede ser solicitada una vez estén en condiciones de ser energizados todos y cada uno de los proyectos del grupo de obras licitadas. | Se solicita que, si los plazos constructivos de Obras de Ampliación y Obras Nuevas de un mismo grupo son distintos, deberían independizarse las Entradas en Operación Comercial Para esto, los<br>alcances de las obras | No se acoge la observación.<br><br>Lo solicitado debe ser analizado en cada caso en que se pudiese presentar alguna dificultad como la planteada, pero no resulta factible establecer esto como un criterio general. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | de menor plazo constructivo no deberían considerar pruebas asociadas al proyecto de mayor plazo. | |
| 21-26 | General | Modelación OSE2000. Límites N-1 para el Sistema de Transmisión Nacional del Norte Grande<br>Al revisar la base de datos de OSE2000 utilizada para las simulaciones de largo plazo, y particularmente para las evaluaciones económicas de proyectos promovidos por el criterio "Eficiencia Operacional", se ha detectado que varios tramos del corredor 220 kV entre las subestaciones Lagunas y Kimal son modelados con distintos límites de transmisión dependiendo del sentido del flujo de potencia transmitido. Dado que no se explicita el porqué de este supuesto, es de asumir que el límite de mayor valor corresponde a la modelación del Esquema de desconexión automática de generación (EDAG) que está implementado en la zona norte del sistema, el cual corresponde a un automatismo para control de transferencias y que no obedece a variaciones de frecuencia o tensión.<br>En ese sentido, es importante hacer notar que, de acuerdo al artículo 5-5 de la NTSyCS, y también de acuerdo a lo establecido en la página 145 del ITP "la planificación del sistema interconectado deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1…" y "En los estudios de planificación la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión". | Se solicita, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, que en el ITF no se consideren capacidades N-1 dadas por automatismos EDAG asociados a sobrecargas o control de transferencias de tramo. En particular, se solicita no considerar en la modelación de la capacidad del corredor 220 kV Lagunas – Kimal el esquema EDAG de sobrecarga, y modelar únicamente con criterio N-1 de acuerdo a las capacidades físicas de los tramos. | No se acoge la observación.<br><br>Lo indicado en la observación no es correcto, en cuanto se estarían considerando capacidades de transmisión (N-1) superiores a las definidas por el Coordinador para ciertos corredores, lo que vendría dado por efecto suponer la implementación automatismos tipo EDAG en la zona.<br><br>En particular, la capacidad N-1 del corredor 220 kV Lagunas - Kimal, considera el sentido esperado de los flujos de potencia en términos del régimen de operación intradiario, ajustado según la respectiva curva de capacidad térmica de las líneas de acuerdo con las temperaturas esperadas en el día. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Considerando lo anterior, y dado que el automatismo implementado en la zona norte del SEN corresponde a un EDAG para control de transferencias, no debe ser considerado en la modelación.<br>A mayor abundamiento, la planificación de la transmisión está pensada en dar soluciones de largo plazo al sistema, por lo que no se deberían incluir automatismos de control de transferencias en el ejercicio de la transmisión, ya que estos corresponden a soluciones transitorias.<br>Debido a todas las razones anteriormente expuestas, y en cumplimiento de la regulación actual, se solicita no incorporar automatismos de control de transferencias en la modelación del sistema para efectos de la planificación de la transmisión. | | |
| 21-27 | General | Todas las obras conjuntas debiesen considerar en sus alcances y plazos que, durante la tramitación ambiental, se han generado inconvenientes frente al SEA en la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos, ya que, al ingresar las Obras de Ampliación y Obras Nuevas, cuando éstas tienen su origen en una misma obra, el SEA tiende a considerarlas como un todo, y por tanto supedita la obtención de los permisos de las Obras de Ampliación a la obtención de la RCA de la ON. Esto en la práctica se traduce en la imposibilidad de cumplir con los plazos establecidos en el decreto, por lo que se termina en incumplimiento. Por tanto, para casos de obras condicionadas, estas deben compartir el plazo, ya que al ser considerados como un todo por la autoridad ambiental no es viable tramitarlas separadamente, al considerarse esto como un | Se solicita que todas las obras que componen un conjunto de obras contengan los mismos plazos constructivos. | Ver respuesta a observación 21-25. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | fraccionamiento de proyectos, aspecto que es contrario a la normativa ambiental. | | |
| 21-28 | Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM) | En la Tabla 3.1 se indica que el propietario de la S/E Entre Ríos es Transelec S.A., sin embargo, dicha subestación es de propiedad de Transelec Concesiones S.A. | Se solicita cambiar el titular propietario de la obra a Transelec Concesiones S.A. | Se acoge la observación.<br><br>Se actualiza el titular del proyecto en la Tabla 3.1 |
| 21-29 | Obra de Expansión "Nueva S/E Claudio Arrau" | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la S/E Claudio Arrau, la cual incluirá transformaciones 220/66 kV y 66/15 kV y además seccionará las líneas 220 kV Charrúa – Hualpén y 66 kV Alonso de Ribera – Perales.<br>De acuerdo a lo señalado en el Webinar del día viernes 10/03, se entendería que esta obra reemplazaría a la S/E El Trébol, promovida mediante Decreto Exento N°418 del año 2017, considerando que técnicamente son soluciones similares y que el proceso de licitación de esta última obra se ha declarado desierto en dos oportunidades. Sin embargo, lo anterior no se encuentra explícito en el contenido del ITP, ya que en el punto 5 del Informe "Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad" no se indica nada respecto a esta obra y solo se aborda la modificación del proyecto "Nueva Línea 2x500 kV Entre Rios – Ciruelos – Pichirropulli". | Se solicita que en el ITF se aclare si la S/E Claudio Arrau reemplaza a la obra S/E El Trébol ya decretada, o si son complementarias. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Se aclara que, si bien la obra en cuestión persigue objetivos similares a la obra Nueva S/E El Trébol (incorporada en el Decreto N°418/2017), en estricto rigor no se trata de un reemplazo realizado, en virtud de la facultad contenida en el artículo 75 del DS N°37/2019, razón por la cual no se incluye en el Capítulo 5 del respectivo informe técnico. |
| 21-30 | Obras "Nueva S/E Digüeñes", "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" y "Nueva línea Digüeñes – Pichirropulli" | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentran "Nueva S/E Digüeñes", "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" y "Nueva línea Digüeñes – Pichirropulli" las cuales tienen por objetivo aumentar la capacidad de transmisión de la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Esta obra modifica el proyecto "Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos – Pichirropulli", reemplazándola por una línea que | Se solicita reemplazar la obra "Nueva S/E Digüeñes", e incorporar una obra de Ampliación en S/E Los Notros asociada a la incorporación de los 4 bancos de | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión forma parte de un conjunto de obras que involucran líneas y subestaciones que no resulta factible de modificar en los términos solicitados, sin perder eficiencias en términos de su ejecución y fecha |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | tendrá una conexión intermedia en S/E Digüeñes, en atención a que es un punto relevante para incorporar nuevos proyectos eólicos y especialmente para poder llevar al sistema de 500 kV las inyecciones provenientes desde Charrúa y Mulchén a través del enmallamiento que generará la S/E Los Notros.<br>Transelec analizó eléctricamente la solución de S/E Digüeñes en base a la base de datos de PF DIgSILENT elaborada por la CNE, y se concluyó que esta obra necesariamente requerirá una ampliación adicional que no está siendo considerada en el alcance de las obras, y que está asociada a un cambio de conductor de la línea 220 kV Los Notros – Digüeñes para aumentar su capacidad. Lo anterior, dado que dicha línea presentará cargabilidad cercana<br>al 100% incluso en operación N, debido al nivel de inyección de generación que se transmite desde Los Notros hasta Digüeñes para subir al sistema de 500 kV.<br>Dado lo anterior, Transelec analizó el proyecto en su conjunto. Proponemos que se considere la S/E Los Notros como punto de conexión al sistema de 500 kV, en reemplazo de la S/E Digüeñes. De acuerdo a nuestros análisis, esta propuesta es una solución óptima, tanto en términos de ejecución como en términos económicos, en atención a los siguientes puntos:<br>- La propuesta en S/E Los Notros no requiere aumento de capacidad en ninguno de los tramos de la línea 220 kV Los Notros - Mulchén. Esto es relevante, considerando que la ejecución de obras de cambio de conductores está actualmente generando importantes sobrecostos por el redespacho fuera de mérito económico que se | autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA, la ampliación del patio de 220 kV y la construcción de un nuevo patio de 500 kV. Asimismo, se solicita reemplazar los proyectos "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" y "Nueva línea Digüeñes – Pichirropulli" por las obras "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Los Notros" y "Nueva línea Los Notros – Pichirropulli" | esperada de puesta en servicio, de modo que no resulta pertinente atender a lo solicitado.<br><br>Adicionalmente, una de las motivaciones principales para incorporar la obra en cuestión radica en su emplazamiento, en términos de su mayor cercanía al potencial de generación eólica en la zona. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | realiza durante el periodo en que se realizan los trabajos, sobre costos que se traducirían en un aumento del VI de la obra propuesta. Así, cambiar el proyecto a S/E Los Notros reduciría el VI tanto por concepto del menor valor asociado al alcance de la subestación como por el ahorro de costos asociado a la eliminación de la obra para aumentar la capacidad del tramo Los Notros-Digüeñes.<br>- La propuesta de cambiar a S/E Los Notros ahorrará tiempos de tramitación medioambiental y gestión de terrenos para construir una nueva subestación. Asimismo, se evitará el aumento de la tarifa regulada al tener solo una S/E en servicio (Los Notros), en lugar de dos S/E (Los Notros y Digüeñes).<br>'- Finalmente, Transelec ha realizado una evaluación económica en base a la base de dato de OSE2000 del presente ITP, la cual consiste en comparar íntegramente los costos de operación y falla de las alternativas de ejecutar la S/E Digüeñes o materializar la subida a 500 kV en S/E Los Notros. Para este ejercicio es importante destacar que se consideró que ambas alternativas presentan el mismo VI, lo cual es conservador ya que la solución en S/E Los Notros no requiere el aumento de capacidad del tramo de 220 kV Mulchén - Digüeñes. Los resultados concluyen que la ejecución de la propuesta en S/E Los Notros genera ahorros en términos de costos de operación que van desde los USD 62 a los 158 millones, respecto la alternativa de S/E Digüeñes. A continuación, la tabla con los resultados obtenidos:<br><br>Ver Figura 44 | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | A su vez, se adjunta documento "Los Notros 500 kV" con los resultados del análisis realizado en la base de datos (BD) de PF DIgSILENT elaborada por la CNE. | | |
| 21-31 | Obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella" | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella", la cual consiste en la instalación de equipos de control dinámico de potencia basados en tecnología FACTS en las subestaciones Punta Sierra y Las Palmas, con el objetivo de distribuir de forma óptima las transferencias entre los corredores paralelos de 220 kV Punta Sierra – Las Palmas y Punta Sierra – Centella, y de esa forma aumentar las transferencias norte → sur.<br>Si bien este proyecto fue promovido por Transelec, es importante que se precise en la descripción de la obra el nivel de transferencia adicional mínimo que se debe lograr con la implementación del proyecto. Lo anterior, considerando que se trata de una obra nueva que será adjudicada mediante una licitación internacional y que el nivel de redistribución de flujos está directamente relacionado con el número de equipos serie que se incorporen en cada circuito de las líneas, lo cual es un aspecto clave al momento de preparar una eventual oferta. | Se solicita que en el ITD se incluya el análisis de la cantidad de equipos necesarios en cada subestación y, en base a ello, indicar el plazo de construcción total en función de si se requiriese comprar terreno adicional o no. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>A partir de lo indicado, se modifica la descripción de la obra en el ITF, en términos de indicar la capacidad de corriente a soportar en régimen permanente, así como el rango de impedancia que debe compensar en cada extremo. |
| 21-32 | Obra "Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella", la cual consiste en la instalación de equipos de control dinámico de potencia basados en tecnología FACTS | Se solicita analizar la cantidad de equipos necesarios en cada subestación y, en base a ello, indicar el plazo | Ver respuesta a observación 21-31. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | en las subestaciones Punta Sierra y Las Palmas, con el objetivo de distribuir de forma óptima las transferencias entre los corredores paralelos de 220 kV Punta Sierra – Las Palmas y Punta Sierra – Centella, y de esa forma aumentar las transferencias norte → sur.<br>Al respecto, el plazo para su entrada en operación, de acuerdo con lo establecido en el ITP, no debe superar los 30 meses contados desde la publicación del decreto de adjudicación.<br>En este sentido, dicho plazo es apropiado solamente en el caso que los equipos requeridos tengan cabida dentro de los terrenos existentes en las subestaciones Las Palmas y Punta Sierra. Sin embargo, en caso de que los equipos requeridos no tengan cabida dentro de los terrenos existentes y por<br>lo tanto se requiera compra de terreno para emplazar los equipos, será necesario la tramitación de una DIA para el proyecto, lo cual aumentará los plazos administrativos y, por lo tanto, incrementará el plazo constructivo total a 42 meses. | de construcción total dependiendo si se requiere o no una compra de terreno, modificándolo en caso de que se requiera comprar un terreno. | |
| 21-33 | 7. Metodología aplicada al Proceso de Planificación Anual de la Transmisión<br>7.3 Antecedentes de la Planificación de la Transmisión<br>7.3.7 Parámetros y Variables del Sistemas Eléctrico | Como parte de los supuestos metodológicos utilizados, se indica que la modelación de capacidad de las líneas del sistema de transmisión zonal consideró la variable temperatura por ubicación geográfica. En particular, se indica que para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C, se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 35°C.<br>Es necesario enfatizar que considerar como temperatura máxima un valor de 35°C es actualmente insuficiente, ya que el cambio climático y el calentamiento global generan | Se solicita modelar la capacidad de transmisión considerando una temperatura ambiente de al menos 42°C para la zona de Chillán. | Ver respuesta a la observación 21-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Nacional<br>Pág. 139 | que en algunas zonas del país la temperatura supere los 40°C.<br>Esto es relevante considerando que muchas de las líneas del sistema zonal poseen conductores de cobre, el cual reduce exponencialmente su capacidad de transmisión a medida que aumenta la temperatura ambiente. Como ejemplo de lo anterior, mencionamos que la zona de Chillán registró el pasado mes de febrero una temperatura de 42°C, lo que sumado a la indisponibilidad de generación de la central Nueva Aldea, ocasionó la desconexión de una línea de 154 kV en condiciones normales de operación (sin contingencia).<br>De acuerdo a los lineamientos de la Ley 20.936, la planificación de la expansión de la transmisión debe ser realizada considerando criterios de holgura, por lo que el criterio de temperatura máxima debiese considerar de al menos 42°C, dependiendo de la zona de emplazamiento de las obras.<br>Respecto de la zona de Chillán, el diagnóstico realizado por Transelec da cuenta que incluso con las obras decididas a la fecha, al considerar un escenario de alta temperatura ambiente (40°C), la contingencia de un circuito de línea se propagaría y generaría sobrecargas en la capacidad de transmisión del resto de instalaciones, por lo que estamos preparando una propuesta de solución para ser promovido durante el proceso de expansión 2023.<br>Adicionalmente se adjuntan dos gráficos, el primero correspondiente a la temperatura máxima mensual en la zona de Chillán (desde 1953) de la página web de meteochile.gob y el segundo indica la temperatura máxima histórica. Destacando que la información se | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | generó para la estación meteorológica 360011 “General Bernardo O’Higgins”, Chillán. En el primer gráfico se observa que en los meses de verano, en la zona de Chillán, la temperatura promedio de los máximos registrados supera los 40°C. Esto nos indica que debería considerarse una temperatura ambiente de al menos 42°C para modelar la capacidad de transmisión en dicha zona.<br><br>Ver Figura 45<br><br>Se agrega como antecedente el gráfico de límite térmico permanente con sol del conductor del tramo Pueblo Seco – Charrúa 154 kV, el cual muestra el decaimiento de la potencia a transferir a medida que la temperatura ambiente aumenta. Destacando que a 25° se transfieren aproximadamente 108 MVA, a 35° 72 MVA, a 42° 28 MVA y a 44° 0 MVA.<br><br>Ver Figura 46<br><br>Las transferencias fueron calculadas a través de la tabla de corriente informada en el portal infotécnica de la línea PUEBLO SECO – CHARRÚA 154 kV, ID 3895. https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos | | |
| 21-34 | 3.3 PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | Para el plan de generación se menciona que se consideró aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 308 de la Comisión, de 27 de abril de 2022, y también los proyectos “comprometidos”. Por otro lado, se considera una “Etapa de análisis de necesidades de acceso abierto”, | Se solicita lo siguiente para el ITF:<br>' -Para instalaciones del sistema de servicio público, incorporar dentro de los | No se acoge la observación.<br><br>Lo solicitado excede lo indicado en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión en cuanto a la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | y que en dicha etapa se determinaron las obras de expansión que permitan atender las necesidades de conexión de proyectos a los Sistemas de Transmisión. Al respecto, se sugiere se consideren proyectos de generación en etapas más tempranas de Acceso Abierto para los escenarios futuros de inyección, considerando que estadísticamente la gran mayoría de esos proyectos terminan finalmente declarándose en construcción. Lo anterior con el fin de que el diagnóstico de uso esperado de líneas y transformadores logre detectar a tiempo las inversiones que se requieren para aumentar capacidad y de esta forma no se retrase la llegada de proyectos relevantes para el sistema de transmisión. | escenarios de generación aquellas solicitudes que hayan superado la etapa de viabilidad técnica que define el proceso de Acceso Abierto y no sólo aquellas que cuenten con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.<br>-Para sistemas de transmisión dedicados, incorporar dentro de los escenarios de generación aquellas solicitudes para las que se haya definido que existe Capacidad Técnica Disponible (CTD) inclusive en su Informe CTD Preliminar, y no sólo aquellas que cuenten con la aprobación definitiva por parte del Coordinador. | conformación del plan de generación, puesto que, en dicho Reglamento, en particular, en el artículo 78 d), se establece qué proyectos deben considerarse para ese efecto, sin contemplar los casos que se indican en la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 21-35 | Obra "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa" | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la obra "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa", la cual consiste en la construcción del tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa, con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión centro-sur del SEN.<br>Si bien el proyecto se establece en el ITP con un plazo constructivo de 54 meses, en la modelación de la evaluación económica se considera su puesta en servicio recién en julio del año 2032, junto con el resto de las obras para aumentar la capacidad centro-sur del SEN, lo que hace suponer que su necesidad es de largo plazo, y consecuentemente, la recomendación de la obra podría postergarse al menos un año.<br>Por lo tanto, dado que el proyecto de ampliación presentado por la CNE tiene importantes holguras en su plazo de desarrollo, y teniendo en consideración la problemática de niveles de ruido que afecta a la subestación Ancoa, situación que está siendo abordada por medio de medidas de mitigación que están en proceso de implementación por parte de las empresas propietarias de los activos, es que se solicita postergar la obra de ampliación en espera de un escenario de mayor certidumbre y de menor criticidad desde el punto de vista socioambiental. | Se solicita postergar la obra para siguientes procesos de expansión, lo que además permitiría analizar con más detalle las alternativas de solución para la nueva compensación reactiva. | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión forma parte de un proyecto mayor, por lo que su licitación se encuentra condicionada a las demás. En este sentido, se espera que la licitación de la obra se produzca con posterioridad a lo previsto inicialmente, por lo que se tendría tiempo suficiente para resolver la problemática planteada y contar con certezas para el desarrollo del proceso de licitación. |
| 21-36 | Obra "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa" | Dentro de las obras promovidas en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la obra "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa", la cual consiste en la construcción del tendido del segundo circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa, con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión centro-sur del SEN. | Se solicita modificar el VI y el alcance de la obra de forma que incluya todas las medidas que sean necesarias para mitigar | No se acoge la observación.<br><br>Si bien esta Comisión comprende la problemática descrita en la observación, y concuerda con que se realicen las inversiones necesarias |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Asimismo, y como equipamiento adicional en la S/E Ancoa, el proyecto también contempla la instalación de un equipo de compensación serie para el nuevo circuito y la construcción de bancos de reactores shunt de 84 MVAr para la línea.<br>Es importante hacer notar que hoy la subestación Ancoa presenta niveles de ruido que exceden los límites máximos establecidos en el DS N°38 del 2011 para este tipo de obras. Por esta razón Transelec, junto con otras empresas propietarias de instalaciones dentro de la subestación, se encuentran trabajando en un plan de mitigación de ruido para dar cumplimiento a la normativa considerando las instalaciones existentes. No obstante, la incorporación en S/E Ancoa del nuevo circuito de línea de 500 kV, junto al equipamiento adicional de compensación reactiva que se propone, generaría significativos aportes de ruido adicionales que excederán los niveles máximos de ruido aceptables según la normativa en la subestación, incluso considerando las mitigaciones actualmente planificadas.<br>Cabe señalar que la mencionada criticidad de niveles ruido en S/E Ancoa ya fue informada a la CNE con motivo del Plan de Expansión 2020. En aquella oportunidad se levantó una discrepancia frente al Panel de Expertos para modificar la conexión del proyecto de compensación reactiva que se estaba considerando en el patio de 220 kV S/E Ancoa, y que finalmente fue incorporado en S/E Entre Ríos, luego del allanamiento por parte de la CNE.<br>Dadas las complejas características socioambientales del área de influencia de la subestación Ancoa, debido a la afectación directa de la comunidad vecina a las instalaciones eléctricas producto de la construcción y | el nivel de ruido a niveles aceptables según la normativa que se generará en la subestación producto de la obra a ejecutar y posterior operación. | para la ejecución de la obra en cuestión, no corresponde que dicha situación sea incorporada dentro de la descripción de la obra, pues es materia de instancias posteriores al proceso de planificación, como las bases de licitación de la obra. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | operación de nuevos equipos que se instalarían en la subestación Ancoa, es que se<br>solicita que el alcance de las obras, y consecuentemente el Valor de Inversión (VI) de éstas, considere todas las medidas de mitigación de ruido necesarias para el cumplimiento de la normativa vigente. | | |
| 21-37 | Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM) | Se debe considerar que en el presente plan se incluye la obra "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)". Es por lo anterior que, si las obras se licitan de manera simultánea, se hace necesario que la tramitación ambiental sea en conjunto, según los criterios utilizados por el SEA. De igual manera, se requiere tramitación de permisos sectoriales, donde se necesitan entre 6 a 9 meses adicionales posteriores a la RCA (Resolución calificación ambiental).<br>Adicionalmente, se deben realizar participaciones ciudadanas anticipadas por las zonas de conflicto socioambiental, por el potencial uso de vías de conexión y la posible (eventual) consulta indígena por comunidades de la zona.<br>Debido a lo anterior, considerando los plazos señalados en la observación n°24, se concluye que el plazo de 24 meses propuestos para la ejecución de la obra no será suficiente y debe aumentarse a 48 meses. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)" a 48 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 21-38 | Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS) | Se debe considerar que la tramitación ambiental de la obra "Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)" junto a su obra condicionada "Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué –Quillota", debieran estar unificados, pues el SEIA no permitirá una tramitación independiente, ya que lo consideraría una<br>hipótesis de fraccionamiento, conforme a lo que establece | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)" a 65 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | el artículo 11 bis de la Ley 19.300. De igual manera, en la ejecución del proyecto se prevé tala de bosque para la construcción de la línea, provocando un impacto significativo en el inicio de las obras al requerir Permisos Ambientales Sectoriales (PAS) de CONAF (tramitación de 4 meses).<br>De manera adicional y debido a la cercanía de las obras a poblaciones. Se requiere la realización de consulta ciudadana anticipada y medición de impacto por ruido, tanto de la S/E como de la línea de transmisión.<br>Adicionalmente, esta obra deberá contemplar el realizar trabajos a potencial, ya que en la barra de 110 kV de S/E Quilllota se encuentran conectados los consumos regulados de San Pedro y Marbella, desde los Paño H2 y HT3 respectivamente, sin posibilidad de transferencia, por lo que difícilmente se podrían realizar desconexiones de barra para ejecutar la obra.<br>Por lo anterior, el plazo de 48 meses propuestos para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse.<br>De acuerdo a lo presentado en observación anterior en este documento, los proyectos que requieran un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) necesitan un plazo de 65 meses. | | |
| 21-39 | Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué –Quillota | Se debe considerar que este proyecto junto a su obra condicionada “Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)”, debieran estar unificados, pues el SEIA no permitirá una tramitación independiente, ya que lo consideraría una hipótesis de fraccionamiento, conforme a lo que establece el artículo 11 bis de la Ley 19.300. De igual manera se prevé tala de bosque para la construcción de la línea, provocando un impacto significativo en el inicio de las | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra “Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)” a 65 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | obras al requerir PAS de CONAF (tramitación de 4 meses).<br>De manera adicional y debido a la cercanía de las obras a poblaciones, se requiere la realización de consulta ciudadana anticipada y medición de impacto por ruido, tanto de la S/E como de la línea de transmisión.<br>Por lo anterior, el plazo de 48 meses propuestos para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse a 65 meses. | | |
| 21-40 | Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM) | Para este proyecto se debe considerar solo que el tiempo de elaboración de expediente ambiental (9 meses) y el plazo de evaluación ambiental (15 meses), tienen una extensión potencial de 24 meses.<br>Por lo anterior, el plazo de 24 meses propuestos para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse a 65 meses. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)" a 65 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 21-41 | Obra: "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" | Dentro de los proyectos promovidos en el ITP de Plan de Expansión 2022, se encuentra la mencionada obra que consiste en la construcción del tendido de una línea de 500 kV y doble circuito entre las subestaciones Entre Ríos y Digüeñes, con el objetivo de aumentar la capacidad de transmisión centrosur del SEN. Asimismo, y como equipamiento adicional en la S/E Entre Ríos, el proyecto también contempla la instalación de cuatro bancos de reactores shunt de línea de al menos 50 MVAr.<br>Cabe destacar que la S/E Entre Ríos ha presentado conflictos por temas de ruido con las comunidades aledañas y la incorporación de los equipos de compensación generarían un nivel adicional de ruido, por lo que agudizaría esta situación. Más aún, considerando los últimos cambios que se han dado<br>en los criterios de evaluación del Servicio Evaluación | Se solicita incorporar en la descripción del proyecto "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes" todas las obras y adecuaciones necesarias para mitigar el ruido que será generado por esta obra en la subestación Entre Ríos. | Ver respuesta a observación 21-4. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Ambiental (SEA) en torno al ruido, producto por un lado de la publicación en abril 2022 de la Guía "Criterio de Evaluación en el SEIA: Evaluación del Efecto Sinérgico Asociado a Impactos por Ruido Sobre la Salud de la Población" y, por otro lado, de la publicación del "Anteproyecto de Norma de Emisión de Ruido para Fuentes Fijas" que busca disminuir los límites para el ruido permisible, se torna relevante incorporar en este proyecto las medidas de mitigación de ruido necesarias para mitigar el ruido que será generado por la operación de los equipamientos de esta Obra Nueva. | | |
| 21-42 | Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM) | En relación a la obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)", es relevante destacar que los plazos de tramitación ambiental pueden rondar cercar de los 24 meses en total, considerando la elaboración y tramitación del expediente completo.<br>Por otro lado, si se tiene en consideración que la tramitación sectorial de algunos permisos mínimos toma un tiempo de 6 meses y, si está presente en el proyecto el componente arqueológico, esto tarda un tiempo de 9 meses, en donde no se puede acceder al área durante todo el proceso.<br>Asimismo, se deben realizar consultas ciudadanas anticipadas por cercanías a la población, existencia de conflictos socioambientales, o uso de vías de conexión.<br>Adicionalmente, es relevante tener en cuenta el impacto por ruido y el aumento de las solicitudes por parte de las comunidades indígenas que están solicitando consulta indígena al Servicio Evaluación Ambiental (SEA).<br>Por lo anterior el plazo de 48 meses propuestos en el ITP | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Seccionamiento de línea 1x220 kV Lagunillas – Bocamina en S/E Schwager 220 kV (IM)" a 65 meses. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado en la respuesta a la observación 21-5, la obra en cuestión no ha sido considerada en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse a 65 meses. | | |
| 21-43 | Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT) | En relación con la obra "Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)", es relevante considerar que los plazos asociados a la tramitación ambiental pueden rondar los 24 meses en total, considerando la elaboración y tramitación del expediente completo. Por otro lado, considerando que la tramitación sectorial de algunos permisos sectoriales mínimos toma un tiempo de 6 meses y, si está presente en el proyecto el componente arqueológico, esto toma un tiempo de 9 meses, en donde no se puede acceder al área durante todo el proceso. Asimismo, se deben realizar consultas ciudadanas anticipadas por cercanías a la población, existencia de conflictos socioambientales, o uso de vías de conexión. Adicionalmente, es relevante tener en cuenta el impacto por ruido y que han aumentado las comunidades indígenas que solicitan la consulta indígena en al Servicio Evaluación Ambiental (SEA).<br>Por lo anterior el plazo de 48 meses propuestos en el ITP para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse a 65 meses. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Seccionamiento de líneas 1x66 kV Arenas Blancas – Coronel y 1x66 kV Bocamina – Coronel en S/E Schwager 66 kV (2BP+BT)" a 65 meses. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo indicado en la respuesta a la observación 21-5, la obra en cuestión no ha sido considerada en el ITF. |
| 21-44 | Nueva S/E Schwager | Para este proyecto se debe considerar que el tiempo de elaboración de expediente ambiental (16 meses) y el plazo de evaluación ambiental (25 meses), tienen una extensión potencial de 41 meses.<br>Cabe destacar que hay población cercana al proyecto, poca disponibilidad de terreno para emplazar la subestación. Potenciales impactos sobre sistemas de vida, humedales, ruido. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Nueva S/E Schwager" a 65 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | De manera adicional se deben realizar consultas ciudadanas anticipadas por cercanías a la población, existen conflictos socioambientales, uso de vías de conexión. Se debe tener en cuenta el impacto por ruido y que comunidades indígenas están solicitando consulta indígena en al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).<br>Por lo tanto, el plazo de 48 meses propuestos para la ejecución de la obra no es suficiente y debe aumentarse a 65 meses. | | |
| 21-45 | Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT) | La S/E Villarrica es una instalación existente, puesta en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del SEIA (1989), porque no ha sido evaluada ambientalmente. En consecuencia, en el análisis ambiental deberán hacerse varios estudios, como, por ejemplo, estudios de ruido, pues hay población cercana y la instalación de un nuevo transformador constituirá un aumento en estas emisiones.<br>Para este proyecto se debe considerar que el tiempo de elaboración de expediente ambiental (9 meses) y el plazo de evaluación ambiental (15 meses), tienen una extensión potencial de 24 meses. Es por lo anterior que el plazo constructivo de esta obra no es suficiente, solo considerando los procesos ambientales mencionados y por tanto debe aumentarse.<br>Se deben realizar Participaciones Ciudadanas Anticipadas:<br>- Uso de vías de conexión entre Villarrica, Coñaripe y Licanray.<br>- Presencia de sectores poblados cercanos a la subestación.<br>- Zona de conflictos socioambientales. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra “Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT)” a 54 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | - Impacto por la generación de ruido acumulativo.<br>- Alta probabilidad de que Comunidades Indígenas soliciten la realización de la Consulta Indígena al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).<br>Por lo que se expone en párrafos anteriores, se da cuenta que el plazo de 30 meses propuestos para la ejecución de la obra no será suficiente y debe aumentarse a 54 meses. | | |
| 21-46 | 4.1.15 SECCIONAMIENTO CIRCUITO N° 2 DE LÍNEA 2X154 KV SAN VICENTE – HUALPÉN EN S/E TALCAHUANO SUR 154 KV (BPS+BT) | Con el fin de dar mayor seguridad a los consumos regulados de Talcahuano y considerar distribución de flujos uniformes por las barras de 154 kV de las SS/EE San Vicente y Hualpén, se solicita incorporar una segunda etapa al proyecto seccionando el circuito N° 1 de la línea 2x154 kV San Vicente –<br>Hualpén. | Se solicita cambiar el alcance de la obra "SECCIONAMIENTO CIRCUITO N° 2 DE LÍNEA 2X154 KV SAN VICENTE – HUALPÉN EN S/E TALCAHUANO SUR 154 KV (BPS+BT)" considerando el seccionamiento de ambos circuitos.<br>Se solicita cambiar el nombre de la obra por "SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X154 KV SAN VICENTE – HUALPÉN EN S/E TALCAHUANO SUR 154 KV (BPS+BT)" | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, no sería necesario seccionar los dos circuitos de la línea San Vicente - Hualpén 2x154 kV para efectos de mantener el criterio de seguridad N-1 hasta, al menos, el año 2041. |
| 21-47 | 3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS | El proyecto debe quedar condicionado a la Entrada en Operación de la S/E Conversora Kimal ya que la S/E aún no inicia su construcción y por plazos podría llegar incluso antes de la Entrada en Operación de la S/E Conversora Kimal. | Se solicita condicionar el inicio de la construcción de esta Obra Nueva a la Entrada en Operación | No se acoge la observación.<br><br>La obra en cuestión fue modificada en el ITF en cuanto a su punto de conexión al sistema, por lo que no corresponde atender lo solicitado. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | de la S/E Conversora Kimal. | |
| 21-48 | 3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS | Para este proyecto se debe considerar el tiempo de elaboración de expediente ambiental (9 meses) y el plazo de evaluación ambiental (15 meses), tienen una extensión potencial de 24 meses. De igual manera, se requiere tramitación de permisos sectoriales, donde se necesitan entre 6 a 9 meses adicionales posteriores a la RCA (Resolución Calificación Ambiental). Es por lo anterior que el plazo constructivo de esta obra no es suficiente, solo considerando los procesos mencionados y por tanto debe aumentarse a 48 meses. | Se solicita aumentar el plazo constructivo de la obra "Nuevo Sistema de Compensación Reactiva mediante Condensadores Sincrónicos" a 48 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo constructivo del proyecto en el ITF. |
| 21-49 | Proyecto "Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos" | En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2022, Transelec envió el proyecto denominado "Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos", el cual consiste en la incorporación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV de 750 MVA trifásico para aumentar la actual capacidad de transformación de la S/E Entre Ríos. El proyecto no fue acogido en el ITP ya que no cumpliría el criterio de Eficiencia Operacional. Al respecto, revisando la modelación utilizada en OSE2000 se detectaron<br>diferencias en los límites de transmisión con criterio N-1 utilizados en las transformaciones 500/220 kV de SS/EE Entre Ríos y Charrúa, respecto de valores estimados por Transelec.<br>En ese sentido, Transelec realizó una nueva simulación de caso base y caso con proyecto, utilizando la misma base del ITP 2022, pero ajustando los mencionados límites. La estimación de estos límites se realizó considerando la Base de Datos de PF DIgSILENT para el Plan de Expansión 2021, | Se solicita incorporar al Plan de Expansión 2022 el proyecto "Nuevo Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos" | Ver respuesta a observación 19-19. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | sobre la cual se determinaron las máximas transferencias prefalla en las transformaciones 500/220 kV de ambas subestaciones, tal que ninguna contingencia generara cargabilidades por sobre el 100% en alguna de las unidades. Los resultados dan cuenta que el proyecto sí presenta beneficios en términos de ahorros en costos de operación y falla del sistema, por lo que si cumple el criterio de Eficiencia Operacional.<br><br>Asimismo, es importante mencionar que dentro de los proyectos que participan en el proceso de Acceso Abierto para conectarse a la S/E Entre Ríos 220 kV, se encuentran dos parques eólicos cuya capacidad instalada conjunta es de 480 MW, lo cual hace aún más relevante la promoción del aumento de capacidad en la transformación, en atención a los acotados plazos de construcción de este tipo de proyectos de generación. Cabe señalar que estos proyectos no fueron considerados en la estimación de beneficios presentada anteriormente, por lo que se trata de un resultado conservador y los ahorros en costos de operación debiesen ser aún mayores.<br>En consecuencia, se solicita que en el plan de Expansión 2022 se considere el aumento de la capacidad de transformación 220/500 kV de la S/E Entre Ríos. | | |
| 21-50 | Proyecto “Nueva línea 220 kV Kimal – Maria Elena” | En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2022, Transelec envió el proyecto denominado “Nueva Línea 220 kV Kimal – Maria Elena”, el cual consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 220 kV y 500 MVA entre las subestaciones Kimal y María Elena. El proyecto no fue acogido en el ITP ya que no cumpliría el criterio de Eficiencia Operacional. Al respecto, al revisar las BD del | En general, se solicita no incorporar en los análisis y evaluaciones de los procesos de expansión de la transmisión automatismos EDAG | Ver respuesta a observación 21-26. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | modelo OSE2000 utilizadas para la evaluación se detecta que el corredor 220 kV entre Lagunas y Kimal presenta distintas capacidades dependiendo del sentido del flujo transmitido, lo cual hace<br>suponer que se está considerando el Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) por sobrecarga o control de transferencias que existe en el norte grande del SEN.<br>En ese sentido, insistimos con lo establecido en la NTSyCS respecto a que los EDAG que pueden ser considerados en la planificación de la expansión del sistema interconectado son los supervisados por frecuencia y tensión, el cual no es el caso del implementado en la zona del proyecto.<br>A mayor abundamiento, la planificación de la transmisión está pensada en dar soluciones de largo plazo al sistema, por lo que no se deberían incluir automatismos de control de transferencias en el ejercicio de la transmisión, ya que estos corresponden a soluciones transitorias, y por situaciones<br>particulares del sistema.<br>Considerando lo anterior, se debe realizar la evaluación económica de la obra, sin incluir el impacto que produce el EDAG de control de transferencias. De esta forma, sí se generan beneficios por la implementación del proyecto y por lo tanto, debe ser incorporado en el Plan de Expansión 2022. | distintos a aquellos supervisados por tensión y frecuencia.<br>En particular, se solicita no considerar EDAG en la modelación de la capacidad de transmisión de las líneas de la zona Norte del SEN para la evaluación por Eficiencia Operacional.<br>Adicionalmente, se solicita incorporar el proyecto “Nueva línea 220 kV Kimal – Maria Elena” al Plan de Expansión 2022. | |
| 21-51 | Solución para tramo 220 kV Encuentro - Miraje | En el marco de las propuestas al Plan de Expansión 2022, Enel envió el proyecto denominado “Nueva Línea 220 kV Encuentro – Miraje, tendido del primer circuito”, el cual consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 220 kV entre las subestaciones Encuentro y | Se solicita que en el ITF se incorpore el proyecto “Ampliación línea 2x220 kV Miraje – Encuentro”. | Se acoge parcialmente la observación<br><br>Como complemento de los análisis desarrollados con motivo del ITP, se |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Miraje, con el fin de aumentar las transferencias por dicho tramo. El VI de esta obra asciende a casi USD 13 millones. Este proyecto no fue incorporado al Plan de Expansión 2022 por no cumplir el criterio de Eficiencia Operacional, es decir, que la implementación del proyecto entregue ahorros en los costos de operación y falla del sistema.<br>Al respecto, queremos mencionar que el diagnóstico de congestiones sobre el tramo 220 kV Encuentro – Miraje realizado por ENEL es compartido por Transelec y se levantó hace ya algunos años. En efecto, como parte de las propuestas al Plan de Expansión 2021, Transelec promovió la obra "Ampliación línea 2x220 kV Miraje – Encuentro" que consistía en el aumento de capacidad del mencionado tramo mediante cambio de conductor para alcanzar 700 MVA por circuito. Por su parte, el VI presentado por esta obra fue de aproximadamente USD 5,5 millones, pero fue desestimada por la CNE debido a no cumplir el criterio de Eficiencia Operacional.<br>Ahora bien, respecto la evaluación económica realizada en el presente ITP, queremos destacar dos puntos clave. En primer lugar, hemos detectado que la modelación de la línea 220 kV Encuentro – Miraje, realizada mediante el tramo "Miraje 220->Miraje Aux 220", es de 385 MVA, lo cual corresponde a<br>la capacidad térmica por circuito de línea (criterio N-1) estimada a 25°C. Al respecto, la zona donde se emplaza la línea bajo análisis presenta altos valores de radiación y temperatura justamente en las horas donde las transferencias por el tramo son críticas (escenario día con alta inyección de<br>ERV solares), por lo que considerar una temperatura de | | realizó una evaluación parcial en donde se analizó la eventual incorporación de la obra solicitada, ajustando los límites de transmisión tal como se indica, con la finalidad de contar con una primera aproximación.<br><br>Del análisis anterior, se identifica que la obra resulta ser postergable, en el entendido que la incorporación de esta u otras alternativas entregarían mayores beneficios en caso de ser incorporadas en procesos siguientes.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 25°C sobreestima la capacidad real del tramo y distorsiona los resultados de la evaluación de beneficios económicos. También cabe mencionar que luego de la implementación del proyecto de nueva línea, se modela que el tramo aumenta su capacidad hasta solo 636 MVA.<br>En segundo lugar, al revisar la evaluación económica realizada por la CNE para el proyecto de Enel, se advierte que el nivel de perjuicios anuales resultantes es inferior a USD 1 millón.<br>En ese sentido, si se considera una capacidad de transmisión a 35°C y un proyecto más económico como el promovido por Transelec durante el proceso de expansión 2021, es de esperar que la evaluación económica entregue resultados positivos y el proyecto pueda ser incorporado al Plan de<br>Expansión 2022. Además, cabe señalar que el proyecto promovido por Transelec no sólo es más económico a nivel de VI, sino que también permite alcanzar una capacidad de transmisión mayor al proyecto de Enel, con un N- 1 estricto de 700 MVA, versus los 636 MVA alcanzados con la obra de nueva<br>línea. | | |
| 21-52 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: "Aumento capacidad de barras Diego de Almagro 110 kV", Promotor: Transelec. | El análisis realizado por Transelec concluye que durante el año 2023 se podrá superar la capacidad de algunos tramos de la barra de 110 kV de S/E Diego de Almagro, por la distribución de flujos, producto de los nuevos proyectos de generación que ingresan a la zona. A su vez, se proyectó que para el año<br>2026 también se producen incrementos, y se evidencia que la situación en algunos casos es tan critica que incluso se tiene que en los segmentos de barra 15, 16 y 17 se | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto "Aumento capacidad de barras Diego de Almagro 110 kV". | No se acoge la observación.<br><br>En atención a lo indicado en la observación, las capacidades de los segmentos de barra a nivel 110 kV de la S/E Diego de Almagro verían superada su capacidad a contar del año 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | presentan incrementos de hasta un 98%, lo que no se puede permitir en las condiciones de operación. Esto fue analizado por Transelec, modelando las barras de 110 kV de la S/E Diego de Almagro en detalle con todos sus tramos, y la minuta del estudio realizado "Capacidad de barras SE Diego de Almagro 110 kV" adjunta en anexo. Se sugiere revisar el análisis considerando modelar en detalle las barras de la S/E. | | Dado lo anterior, los tiempos del proceso de expansión en curso no se ajustarían de buena forma a la solución de la problemática expuesta. Por lo tanto, esta Comisión sugiere analizar la posibilidad de incorporar esa obra mediante el mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del Artículo 102° de la LGSE. |
| 21-53 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: "Transformador 220/110 kV S/E Diego de Almagro", Promotor: Transelec. | Se menciona que del análisis realizado se concluye que no existen motivos para la incorporación de esta obra, toda vez que pretende entregar seguridad ante escenarios de alta inyección de generación en una instalación de transformación perteneciente al sistema de transmisión zonal, lo que no se encuentra contemplado dentro de las exigencias normativas vigentes. No obstante, pese a ser una obra para entregar seguridad por la alta inyección de generación, el proyecto es necesario para dar seguridad a la operación de la transformación 220/110 kV de S/E Diego de Almagro, ya que ante escenarios de alta inyección de centrales fotovoltaica de la zona, la falla de una unidad de transformación, y su posterior desconexión, generarían sobrecargas en la segunda unida provocando su desconexión, lo que comprometería los consumos asociados a las barras de 110 kV de la S/E Diego de Almagro, provocando pérdida de suministros. | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto "Transformador 220/110 kV S/E Diego de Almagro". | No se acoge la observación.<br><br>Lo señalado en la observación no se ajusta a los criterios de operación vigentes, toda vez que es deber del Coordinador operar las instalaciones de modo tal de evitar una salida descontrolada de elementos en caso de ocurrir la salida de uno de ellos.<br><br>Dado lo anterior, será deber del Coordinador operar las instalaciones indicadas de modo tal que no se produzca una salida en cascada de elementos del sistema de transmisión, para lo cual deberá restringir la inyección de las unidades de generación ubicadas aguas abajo, si así lo estima pertinente. |
| 21-54 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO | Se menciona que se incorpora la obra "Nuevo sistema de control de flujo para el tramo Las Palmas - Los Vilos - Punta | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el | No se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | RECOMENDADOS: “Aumento capacidad LT 220 kV P.Sierra - Las Palmas – Los Vilos - Nogales ”, Promotor: Transelec. | Sierra- Nueva Los Pelambres". Si bien la obra de control de flujo permite redistribuir los flujos por los corredores de 220 kV y 500 kV paralelos, evitando las sobrecargas del tramo, solucionando los problemas al mediano plazo, vemos que la obra de aumento de capacidad del tramo es una obra complementaria al proyecto de control de flujos. Esto, debido a que en el largo plazo se seguirá aumentando la generación fotovoltaica en el norte del país y, aunque se redistribuyan los flujos, en algún punto será necesario aumentar la capacidad física de la línea, por lo que es necesario evaluar la necesidad de esta obra en el largo plazo y llegar a tiempo antes que se produzcan congestiones en el futuro. Más aún, la obra de control de flujos facilitaría el realizar las obras de aumento de capacidad mediante cambio de conductor, al optimizar el flujo por el corredor con los circuitos paralelos. | proyecto “Aumento capacidad LT 220 kV P.Sierra - Las Palmas – Los Vilos - Nogales”. | Se analizó el proyecto Aumento capacidad LT 220 kV P. Sierra - Las Palmas – Los Vilos - Nogales, no identificándose una reducción de los costos de operación que resulten superiores al valor de inversión de la obra. |
| 21-55 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: “Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV”, Promotor: Transemel | El análisis realizado por CNE concluye que no se habrían dado las condiciones de operación en las cuales los valores de la tensión en la barra de 220 kV de la S/E Parinacota exceda los límites permitidos por la normativa, de modo que se decide postergar los análisis para futuros procesos de expansión. No obstante, hoy en día en la operación existen problemas de tensión que imposibilitan conectar en paralelo la línea 220 kV Cóndores – Parinacota con la nueva línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota 220 kV, operando sólo con una línea en condición N para abastecer los consumos de la S/E Parinacota, lo cual es instruido por el Coordinador Eléctrico Nacional. A su vez, considerando un análisis a largo plazo, años 2028-2029, se aprecia que también es necesario algún tipo de compensación reactiva en la S/E | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto “Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV”. | Ver respuesta a observación 13-2. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Parinacota para solventar los problemas de reactivos y tensión que se producen en dicha subestación. Es por ello que Transelec comparte el análisis realizado por Transemel, y también recomendamos la inclusión de equipo de compensación reactiva tipo SVC de al menos 100 MVAr en la S/E Parinacota. Se adjunta documento "CER PARINACOTA ITP 2022" con el análisis realizado. | | |
| 21-56 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: "Ampliación barras 220kV S/E Monte Mina", Promotor: RWE Renewables Chile SPA. | Se menciona que la S/E Monte Mina corresponde a un proyecto que aún no ha iniciado su etapa de construcción, motivo por el cual se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión. No obstante, Transelec también estima conveniente esta obra por el desarrollo de la zona, más aun considerando que será necesario nuevos terrenos y ampliar la S/E para conectar un equipo de compensación sincrónica a ser licitado por el Coordinador en abril de 2023 en el contexto del requerimiento de Servicios Complementarios de Fortaleza de Red. | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto "Ampliación barras 220kV S/E Monte Mina ". | Ver respuesta a observación 03-1. |
| 21-57 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: "Ampliación barras 220kV S/E Monte Mina", Promotor: AES Andes. | Se menciona que la S/E Monte Mina corresponde a un proyecto que aún no ha iniciado su etapa de construcción, motivo por el cual se decide postergar el análisis de la propuesta de ampliación para un próximo proceso de expansión de la transmisión. No obstante, Transelec también estima conveniente esta obra por el desarrollo de la zona, más aún, considerando que será necesario nuevos terrenos y ampliar la S/E para conectar un equipo de compensación sincrónica a ser licitado por el Coordinador en abril de 2023 en el contexto del requerimiento de nueva infraestructura para SSCC de Fortaleza de Red. | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto "Ampliación barras 220 kV S/E Monte Mina". | Ver respuesta a observación 21-57. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 21-58 | 10 ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS: “Aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Crucero - Kimal”, Promotor: Colbún. | Se menciona que el proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema, y que, de acuerdo con los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.<br>No obstante, de acuerdo a los análisis realizados por Transelec, debido a la generación renovable en desarrollo en la zona informada por Acceso Abierto del Coordinador dicho tramo presentaría sobrecargas, operando por sobre la capacidad N-1 en escenarios de alta penetración ERV (ambos circuitos operando cercano al 100% de su capacidad). Es por ello que Transelec comparte el análisis realizado por Colbún, y también recomendamos la inclusión de esta obra. Se adjunta documento “OA CRUCERO KIMAL” con el análisis realizado. | Se solicita incorporar al Plan de Expansión el proyecto “Aumento de capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Crucero - Kimal”. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento de los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una sensibilidad a los EGPT, considerando la instalación de 332,8 MW de capacidad de generación adicional en S/E Crucero (la S/E ya cuenta con 854 MW instalados por concepto de licitaciones de terrenos fiscales, adicionales a lo considerando en la sensibilidad), con el propósito de analizar la robustez de la decisión de no incorporar la obra en cuestión. Así, de los resultados obtenidos se concluye que, incluso en la condición señalada, no resulta eficiente incorporar la obra en el presente plan de expansión.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

# Anexos Empresa 21

*Figura 41*

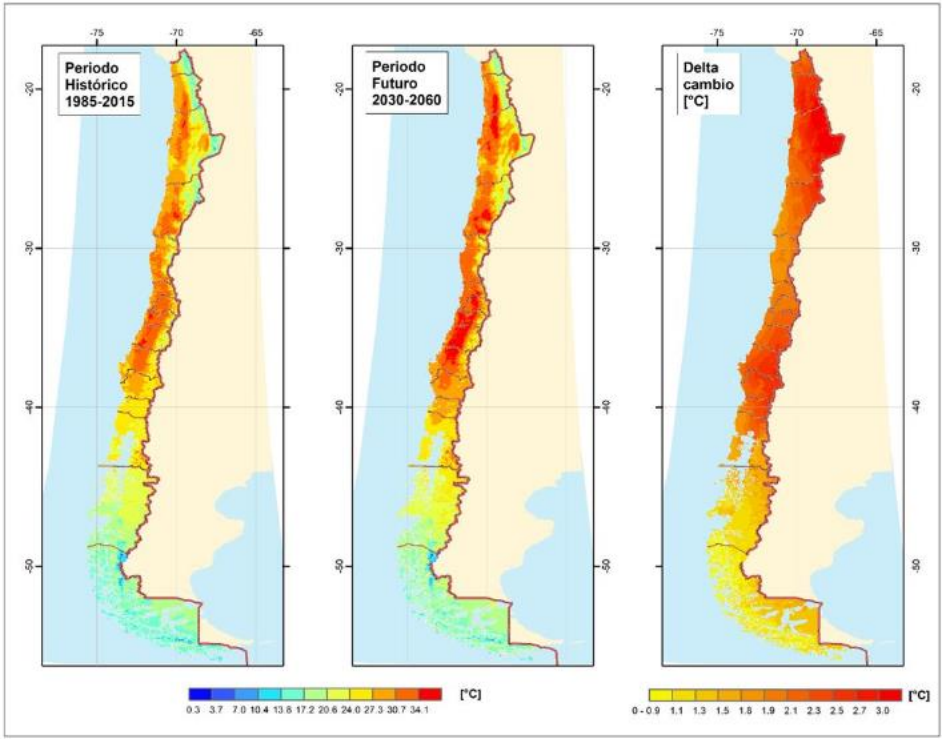


*Figura 42*

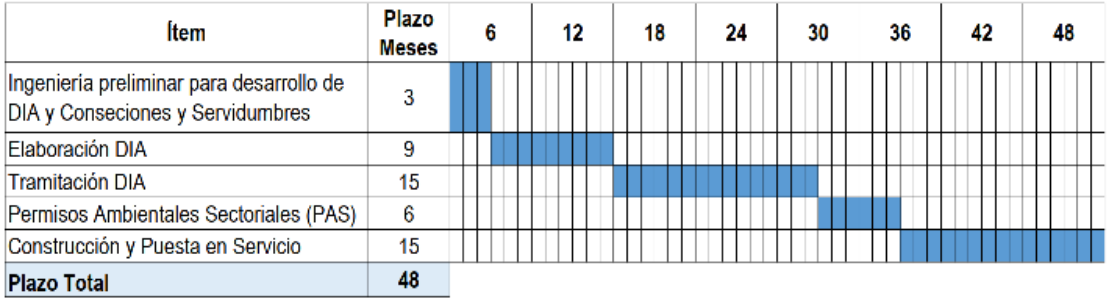



*Figura 43*

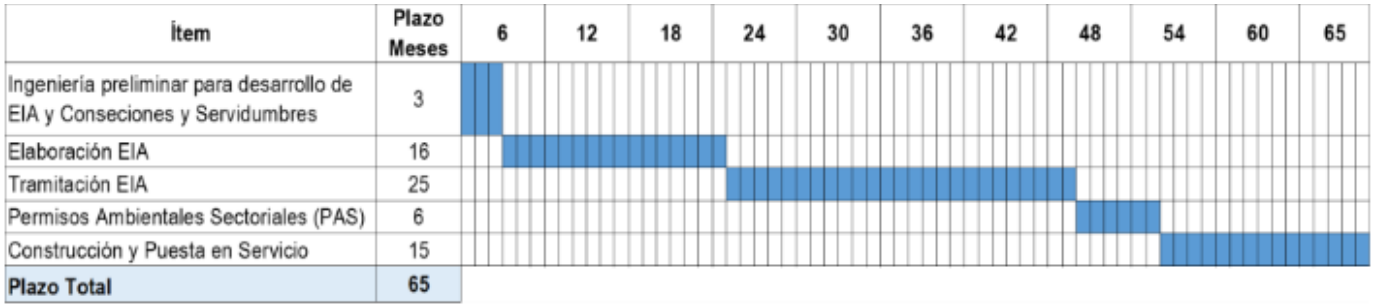


*Figura 44*

| Año | ESC1 | ESC2 | ESC3 | ESC4 | ESC5 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2023 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2024 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2025 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2026 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2027 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2028 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2029 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2030 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2031 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2032 | 0.8 | 1.2 | 1.1 | 1.6 | 1.3 |
| 2033 | 4.8 | 7.2 | 6.0 | 3.0 | 10.0 |
| 2034 | 5.1 | 6.9 | 6.0 | 3.1 | 7.1 |
| 2035 | 6.0 | 8.5 | 6.0 | 5.9 | 8.9 |
| 2036 | 7.2 | 11.1 | 7.4 | 7.0 | 11.8 |
| 2037 | 7.6 | 12.2 | 8.0 | 7.8 | 13.5 |
| 2038 | 8.2 | 15.8 | 8.4 | 7.5 | 16.1 |
| 2039 | 8.5 | 18.6 | 8.8 | 7.2 | 19.2 |
| 2040 | 7.7 | 21.6 | 9.2 | 6.7 | 22.2 |
| 2041 | 7.9 | 24.5 | 11.0 | 6.5 | 23.1 |
| 2042 | 8.5 | 26.6 | 12.5 | 6.4 | 25.6 |
| **TOTAL** | **72.2** | **154.2** | **84.1** | **62.9** | **158.8** |

*Figura 45*

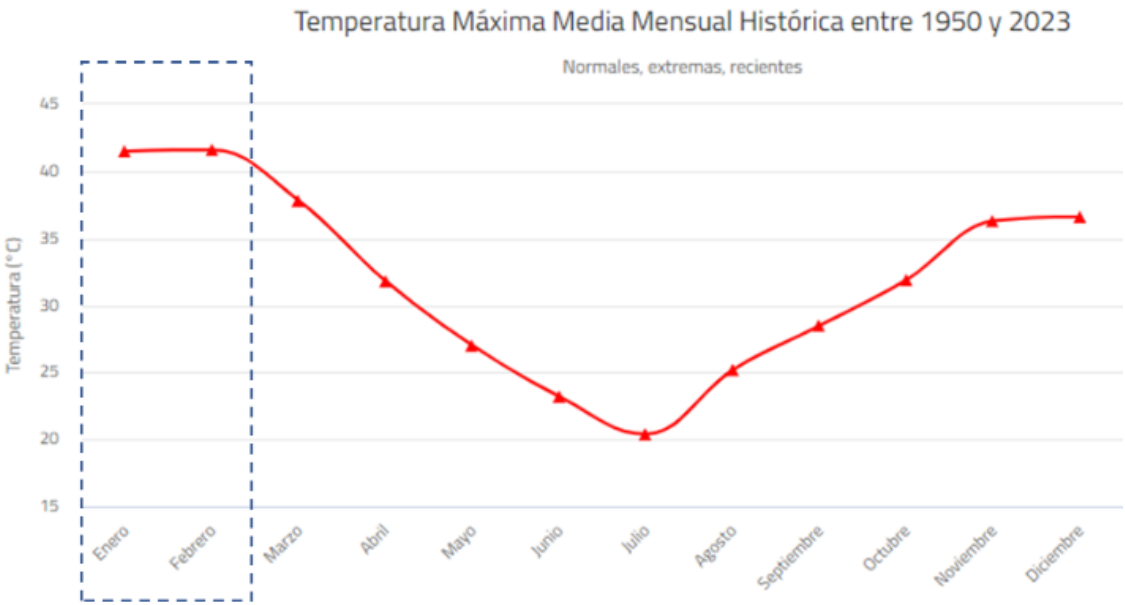
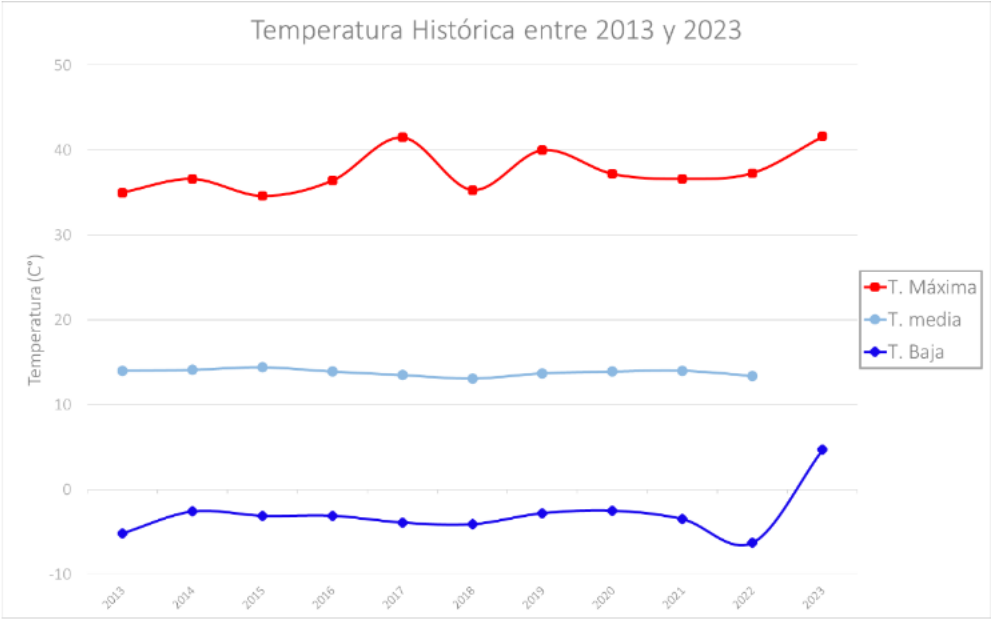

Temperatura Máxima Media Mensual Histórica entre 1950 y 2023
Normales, extremas, recientes
Temperatura (°C)
45
40
35
30
25
20
15
Enero
Febrero
Marzo
Abril
Mayo
Junio
Julio
Agosto
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre

*Figura 46*


Temperatura Histórica entre 2013 y 2023
Temperatura (C°)
50
40
30
20
10
0
-10
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
T. Máxima
T. media
T. Baja

# E22 – Acenor

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 22-1 | General | Se observa en general que en el informe no se desarrollan las evaluaciones de los proyectos de acuerdo a los criterios definidos en el Decreto N°37 que aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión. En efecto, el reglamento considera diferentes etapas secuenciales a las cuales los proyectos deben sujetarse. Cada etapa tiene sus requisitos para seguir a la siguiente o excepcionalmente saltarse unas etapas bajo ciertas condiciones particulares, para así analizar la pertinencia de ser incluida dicha obra en el plan de expansión.<br>De esta manera, por ejemplo, una obra que se evalúa por eficiencia operacional y que no cumple los requisitos, puede ser analizada en la siguiente etapa por otro criterio, debiendo ser evaluada particularmente con los criterios de esta otra etapa. Así, cada etapa o análisis tiene sus criterios objetivos. Estos análisis secuenciales son, según el reglamento, los siguientes:<br>a. Análisis Preliminar;<br>b. Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional;<br>c. Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio;<br>d. Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión;<br>e. Análisis Económico de los Proyectos de Expansión;<br>f. Análisis de Resiliencia;<br>g. Análisis de Mercado Eléctrico Común; y<br>h. Conformación del Plan de Expansión<br>En particular, hemos notado que este análisis secuencial por etapas no se ha realizado correctamente. Por ejemplo, los criterios en la sección PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL | Se solicita realizar las evaluaciones en forma secuenciada y separada por cada uno de los criterios establecidos en el Reglamento de la Transmisión (DS37-2019).<br>Además, se solicita explicar los criterios utilizados con y sin proyecto, para cada uno de los respectivos análisis. Así, por ejemplo, si se evalúa una obra por mejora en la calidad de servicio, entonces demostrar que en el caso base no se estaría cumpliendo la Norma Técnica respectiva y la consecuente mejora con el proyecto.<br>También se solicita indicar cómo se está desarrollando la evaluación de los proyectos, explicitando los supuestos en cada caso e indicar las normas en el Reglamento de la Transmisión que establecen dicha forma de evaluación. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Las etapas de análisis indicadas corresponden, de acuerdo con el Reglamento de Planificación (DS N°37/2019), a etapas sucesivas, sobre las cuales la Comisión puede realizar iteraciones dentro de cada una, así como entre ellas, de modo de cumplir con el objetivo de éstas.<br><br>En tal sentido, la aplicación práctica de estas etapas da cuenta de una lógica de jerarquía, en función de los aportes que las obras realizan al sistema respecto de los atributos analizados en cada una de estas etapas. Así, por ejemplo, una obra cuya principal motivación corresponde a cubrir necesidades de suficiencia para el abastecimiento de la demanda, también aumentará, muy probablemente, el nivel de seguridad de servicio de dichas instalaciones. De manera similar ocurre con los proyectos incorporados por eficiencia operacional, los que pueden |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA se hace referencia a varios de estos criterios de diferentes etapas, sin distinguir claramente los eventuales beneficios encontrados según cada una de las etapas o análisis que deben ser realizados. Para poder realizar un análisis de los fundamentos que tiene la incorporación de cada obra en el plan de expansión es necesario que se describa cómo se ha realizado este proceso de análisis secuencial. | | ayudar a mejorar las condiciones de seguridad, resiliencia o mejorar las condiciones del mercado eléctrico común.<br><br>Por otra parte, esta Comisión comparte la necesidad de establecer con claridad los requerimientos de las obras incorporadas, indicando las consideraciones o supuestos que dan cuenta de ello, así como del cumplimiento del objetivo planteado mediante la incorporación de la obra en análisis, por lo que se buscará mejorar la forma en que se presentan los análisis en el Capítulo 8 del respectivo IT, así como las bases de datos que respalden los análisis presentados.<br><br>Sin perjuicio de lo anterior, es conveniente señalar que, en caso de persistir las dudas en relación con las condiciones por las que se incorporó una obra, dichas dudas pueden ser planteadas precisamente en esta instancia para plantear observaciones al informe técnico, sobre las cuales la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | Comisión responderá e incorporará en el informe técnico final (o en sus anexos) lo que estime pertinente. |
| 22-2 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>1) No se publican gráficos con la utilización esperada de los tramos de transmisión. No se muestra la utilización de los proyectos durante los años posteriores a la puesta en servicio | 1) Se solicita incorporar gráficos en el informe con la utilización esperada de los tramos de transmisión evaluados por eficiencia operacional. | No se acoge la observación.<br><br>En el proceso de planificación se analizan muchos escenarios y casos (con y sin proyecto, para cada obra analizada y en distintas condiciones), y se modela una gran cantidad de tramos.<br>Dado lo anterior, no se cuenta con gráficos que den cuenta de la información de todos los tramos, en los términos planteados por Acenor.<br>Sin perjuicio de lo indicado, los antecedentes y resultados en los tramos de transmisión pueden ser obtenidos en las bases de datos OSE2000 publicadas en los Anexos.<br>Finalmente, es conveniente indicar que la forma en que son presentados los análisis y los respectivos anexos, es revisada en cada proceso, de modo que la eventual incorporación de una mayor cantidad de información en el propio informe o la incorporación de nuevos anexos, será evaluada en los siguientes |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | procesos, con el propósito de mejorar el contenido de los informes técnicos y facilitar su comprensión. |
| 22-3 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>2) No se indica en el informe los límites de transmisión utilizados en los casos con y sin proyecto. | 2) Se solicita indicar en el informe los límites de transmisión utilizados en los casos con y sin proyecto, para cada evaluación realizada en plan de expansión. | No se acoge la observación.<br><br>Ver respuesta a la observación 22-2.<br><br>Los límites de transmisión pueden obtenerse en cada base de datos OSE (asociada a cada caso). |
| 22-4 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>3) No se incluye en los análisis la evaluación de costos operacionales para determinar la conveniencia económica de ejecutar un proyecto. En particular, no se consideran los despachos por servicios complementarios y los despachos a mínimo técnico por problemas de inflexibilidad de las máquinas térmicas. Estas variables pueden tener los siguientes efectos: (i) en algunos casos se podría estar subestimando el costo de operación del sistema, puesto que terminada obra puede requerir de la operación del sistema más recursos técnicos de servicios complementarios; (ii) en otros casos, se podría estar sobrestimando la diferencia de costo de operación entre los casos con y sin proyecto, puesto que el aumento de 1 MW en de capacidad de transmisión siempre estaría asociado a la posibilidad de bajar 1 MW de | 3) Se solicita indicar cómo la CNE avanzará en la modelación de los efectos de los SSCC y despachos a mínimos técnicos, para recoger los efectos observados. Se agradece indicar metodología y plazos contemplados. | Ver respuesta a observación 16-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | generación, en circunstancias que esa reducción podría ser técnicamente no posible, como en el caso de mínimos técnicos. | | |
| 22-5 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>4) No se incluye en los análisis la evaluación de fortaleza de red en la zona sur del sistema. Llama la atención que se visualice la posibilidad de transmitir miles de MW en 500 kV desde Puerto Montt, los cuales estarían conformados principalmente por energías renovables. | 4) Se solicita incluir en los análisis los costos de inversión de todas las obras necesarias para el desarrollo de un proyecto, en particular aquellas asociadas a SSCC por fortaleza de red. | No se acoge la observación.<br><br>La definición de necesidades como las planteadas (SSCC, fortaleza de red) debe ser realizada en el contexto de análisis específicos, los que, actualmente, se encuentran a cargo del Coordinador, de acuerdo con sus funciones.<br><br>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión se encuentra revisando la posibilidad de incorporar modificaciones a la NTSyCS, con el propósito de garantizar el cumplimiento de las condiciones para una operación segura del sistema en un escenario de alta penetración de energías renovables, lo que se encuentra dentro del plan normativo 2023. |
| 22-6 | 8.1.1 ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO - SUR | La evaluación de este proyecto se encuentra ubicada en la sección “PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL”. Como se indica en la sección 8.1.1, el proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur” consiste en el desarrollo de 11 obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Se identifican, como parte del proyecto, las | A continuación se presentan observaciones con la misma numeración que la respectiva observación que la motiva:<br>1) Se solicita evaluar económicamente en forma separada al menos los | Se acoge la observación.<br><br>Respecto de las distintas evaluaciones asociadas a la obra en cuestión, éstas fueron nuevamente revisadas con motivo de la elaboración del ITF, considerando |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | siguientes:<br>1. Nueva S/E Digüeñes (Nueva Mulchén).<br>2. Seccionamiento línea 2x220 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad líneas 2x220 kV Mulchén - Digüeñes y 2x220 kV Digüeñes - Los Notros 3. Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes.<br>4. Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV y 220 kV (IM).<br>5. Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli.<br>6. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM).<br>7. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM).<br>8. Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo.<br>9. Ampliación en S/E Tineo (NTR ATMT) y nuevo patio 500 kV (IM).<br>10. Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM).<br>11. Tendido de segundo circuito de línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa.<br><br>Ver Figura 47 y Figura 48.<br><br>Se observa en general que la evaluación económica por el criterio de eficiencia operacional no cumple con los criterios desarrollados durante las sucesivas versiones del plan de expansión, algunos de ellos validados por dictámenes del Panel de Expertos:<br>1) Se ha realizado una evaluación económica conjunta de 11 proyectos por un total de 718 millones de dólares, con plazos de desarrollo muy dispares que van desde 24 hasta 84 meses, a lo largo de 800 kilómetros del sistema de transmisión, sin verificar si es más económico realizar un desarrollo por partes | siguientes desarrollos de línea, con sus respectivas subestaciones 500/220 kV, sin perjuicio de que se deban evaluar otras combinaciones, resguardando la eficiencia económica en el desarrollo del sistema:<br>a. Tramo Charrúa – Ancoa – Digueñes,<br>b. Si el tramo a) resulta económicamente conveniente, luego evaluar el tramo Digueñes – Pichirropulli, dado que el tramo a)<br>existen en el caso “sin proyecto”.<br>c. Si los tramos a) y b) resultan convenientes, evaluar el tramo Pichirropulli – Puerto Montt dado que los tramos a) y b) existen en el caso “sin proyecto”.<br>2) Se solicita evaluar la alternativa de ejecutar el tramo Charrúa – Digüeñes – Pichiropulli energizado en 220 kV, y aplazar la decisión de energizar en 500 kV para el Plan de Expansión 2023. | diversos ajustes en cuanto a las instalaciones de transmisión incluidos en cada caso.<br>En particular se realiza una evaluación por tramos (Charrúa a Digüeñes, Digüeñes a Pichirropulli, y Pichirrupulli a Puerto Montt), considerando los costos de inversión asociados a la energización en 500 kV en cada punto de conexión.<br>De lo anterior se concluye que, para la obra que contempla la energización sólo hasta la S/E Digüeñes, existen beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. De igual manera, al evaluar la energización en 500 kV hasta S/E Tineo, también se evidencian beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.<br>Dado lo anterior, se demuestra la necesidad de incorporar la obra de energización en 500 kV hasta la S/E Tineo.<br>Por otro lado, respecto a la S/E Pichirropulli, se evaluó la pertinencia de incorporar la ampliación de la S/E, obteniendo también beneficios netos positivos |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | o en etapas. Más aun, primero se realiza la evaluación de un adelanto “tabla 8.1” del proyecto (con entrada en 2029) asumiendo desde ya que la evaluación completa del proyecto “tabla 8.3” (con entrada en 2032) es conveniente. En este caso tanto o más claro que el proyecto debe ser analizado por partes, de lo que fue en el caso de la obra “Ampliación S/E Parinas” en el Plan de Expansión 2020, que es un caso de proyectos ubicados geográfica y eléctricamente en serie, donde la ejecución o no de uno puede condicionar los beneficios de ejecutar el otro. En otras palabras, en las evaluaciones económicas se debe resguardar que los beneficios netos positivos de proyecto no estén subsidiando los costos de otro.<br>2) No se ha considerado la posibilidad de ejecutar el tramo Entre Rios – Digüeñes – Pichiropulli energizado en 220 kV, y aplazar la decisión de energizar en 500 kV para el Plan de Expansión 2023.<br>3) Dado que este proyecto reemplaza al proyecto de línea de 500 kV energizado en 220 kV, el informe debe mostrar los beneficios de la evaluación económica de realizar este proyecto energizado en 220 kV y compararlo con los beneficios de realizarlo directamente en 500 kV. Metodológicamente es necesario hacer esta evaluación para justificar la excepcionalidad de este cambio, según lo detallado en el artículo 75 del Reglamento de la Transmisión. Este artículo exige que sea excepcional y por razones económicas, por lo que necesariamente debe existir la evaluación de los beneficios considerando que el sistema al sur de Charrúa se desarrolla energizado en 220 kV.<br>4) No se ha analizado la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, que son 2, 3 o 4 dependiendo | 3) Se solicita evaluar todo el proyecto en 220 kV para determinar si procede el reemplazo del proyecto aprobado por el propuesto para las diferentes etapas.<br>4) Se solicita analizar la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, de la subestación, de tal forma de determinar si es económicamente conveniente atrasar la decisión de ejecutar uno o más de ellos.<br>5) Se solicita no incluir las obras que no son parte de la ruta crítica.<br>6) Se solicita incluir en la evaluación el costo de los equipos de compensación serie u otros necesarios para alcanzar la capacidad de transmisión utilizada en la evaluación económica.<br>7) Se solicita entregar una tabla con los proyectos, sus características (año de puesta en servicio, Subestación de conexión, tipo y MW) para los casos con y sin proyecto, de las alternativas evaluadas en | en al menos el 50% de los escenarios analizados.<br>Cabe señalar que los equipos considerados, sus costos, y el detalle de las obras, corresponde al descrito en el Informe y sus anexos.<br>Por otro lado, la evaluación solicita respecto de considerar la obra energizada en 220 kV no viene a lugar, dado que esta alternativa corresponde al caso base, puesto que se encuentra contenida en un decreto de expansión previo (Decreto N°4 del año 2019).<br><br>Respecto a la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, se identifica el beneficio asociado a cada unidad y se realiza su ajuste en el informe final, en particular respecto de los equipos a instalar en la S/E Digüeñes.<br>En relación a la denominada ruta crítica de las obras, es importante destacar que las evaluaciones realizadas consideran las economías de escala presentes por efecto de considerar una única en lugar de hacerlo por etapas, a lo que se suma la ganancia o pérdida del eventual adelanto o retraso de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de la subestación, de tal forma de determinar si es conveniente atrasar la decisión de ejecutar uno o más de ellos.<br>5) Por lo demás, tampoco es necesario tomar la decisión de algunas obras de este grupo en el presente plan de expansión, ya que son obras que tienen tiempos de ejecución significativamente menores a la ruta crítica. Por ejemplo, la decisión de cuántos trafos instalar es posible tomarla una vez que se vaya desarrollado la generación y se vaya determinando la necesidad de transformación con los flujos proyectados con mucho mejor información.<br>6) Los proyectos de 500 kV no cuentan con equipos de compensación serie, u otro tipo de compensación, en particular el tramo Digueñes – Pichirrupulli que tiene una extensión de 280 km aprox. Mismo caso para Pichirropulli - Puerto Montt. Los proyectos deben considerar todos los costos en su evaluación.<br>7) No se indica dónde se conectan los proyectos de generación. Se solicita incorporar una tabla en el informe mostrando donde se conectan los proyectos de generación por año y por subestación, para el caso con Proyecto y sin Proyecto. Esta observación aplica para todos las solicitudes de evaluación antes detalladas. | los puntos anteriores.<br>En caso de que no se evalúen los diferentes proyectos solicitados, se solicita eliminar del plan de expansión las obras respectivas, ya que no se cumpliría con el criterio de eficiencia operacional. | la entrada en operación de las obras De esta forma, los resultados dan cuenta de que resulta más eficiente el desarrollo completo de la obra, respecto de realizarlo en etapas.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las evaluaciones económicas solicitadas, y las realizadas en el desarrollo del proyecto. |
| 22-7 | 8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA | La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.<br><br>Ver Figura 49. | Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA”, en atención a que no produce beneficios económicos esperados en su | No se acoge la observación.<br><br>A partir de lo observado, se realizaron análisis de sensibilidad frente a un retraso y un adelanto de la entrada en operación de la obra, demostrándose que un adelanto resulta más beneficioso. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Por otro lado, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):<br><br>Ver Figura 50.<br><br>Al respecto, hacemos presente que el proyecto no entrega beneficios en el año de entrada en servicio, es decir, en 2026, por lo que debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso. En particular, destacamos que tampoco muestra beneficio para la mayoría de los escenarios de 2030 a 2035.<br>Dada la variabilidad y los bajos beneficios, se solicita explicitar cómo se modeló esta obra en el OSE, ya que este software no modela este tipo de instalaciones y clarificar en detalle los supuestos. | entrada en servicio en 2026 y porque no se explicaron los supuestos para evaluar y modelar esta obra. El criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020 y 07-2021. | Por otro lado, se identifica que los beneficios obtenidos en el primer año de la obra son sensibles al mes de puesta en servicio modelado, obteniéndose mayores beneficios en los meses de verano. Asimismo, al analizar los beneficios en escenarios más secos, se identificó una mayor reducción de los costos de operación del Sistema, lo cual es coherente con las series hidrológicas de los últimos años.<br><br>Por su parte, es del caso indicar que, en atención a lo señalado en la respuesta a la observación 19-15 (y otras), se extendió el plazo de ejecución de la obra, lo que redunda en que la entrada en operación esperada corresponda a los meses de verano.<br><br>Respecto a los supuestos, la modelación se realizó considerando el aumento esperado de la capacidad en el corredor producto de la instalación del Nuevo Sistema de Control de Flujo, y el uso de un tramo auxiliar para representar de mejor manera la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | operación controlada de flujos esperada.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |
| 22-8 | 3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICA<br>y<br>8.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS | El proyecto referido se analiza en el capítulo 8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO. Al respecto, se observa lo siguiente:<br>De acuerdo a esta Comisión, la obra de condensadores sincrónicos se justifica por el déficit de corriente de cortocircuito; sin embargo este mismo requerimiento fue detectado por Coordinador, con lo cual justificó la instalación de condensadores síncronos como un requerimiento de Servicios Complementarios.<br>Dado que sería un Servicio Complementario, corresponde entonces que este requerimiento sea evaluado siguiendo los pasos y requisitos de la regulación de los SSCC. Lo anterior, ya que principalmente esta regulación considera la justificación del servicio, un informe que cuantifique el servicio, la posibilidad de observar por parte de los interesados tanto el estudio como los informes que realice el Coordinador, etc. Es decir, si la CNE incorpora esta obra como parte del plan de expansión de la transmisión, ello implicaría:<br>(i) No utilizar el camino establecido en la regulación para aprobar este tipo de obras.<br>(ii) No realizar estudios en profundidad respecto de los requerimientos técnicos y económicos asociados a la prestación de este servicio. Cabe precisar que los análisis realizados por el Coordinador para determinar los | Se solicita eliminar del plan de expansión la obra “Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónica” toda vez que de acuerdo con la aplicación de la normativa que ha realizado el Coordinador y la CNE, la potencia de cortocircuito para fortaleza de red es un Servicio Complementario, y no infraestructura de transmisión.<br>Si esta Comisión decidiese perseverar en la idea de que la obra es una infraestructura de transmisión, el proyecto igualmente debe ser eliminado en cuanto la inclusión del proyecto en el plan de expansión (i) no cumple con el inciso cuarto | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, cabe señalar que, si bien la licitación de SSCC para el control de tensión desarrollada por el Coordinador considera la incorporación de equipos de similares características a los incluidos en la obra en cuestión, su materialización resulta complementaria, siendo el monto definido por dicha entidad mayor al estimado por la Comisión, de modo que existe la posibilidad de que no sea necesario licitar la obra en cuestión, o bien, que se deba licitar por un monto menor al establecido en el ITP, en función del resultado de la licitación de SSCC referida, evitando así una sobre instalación de este tipo de equipamiento.<br><br>Por otra parte, en cuanto a la necesidad de realizar estudios de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | requerimientos son profundamente más detallados y profundos que los realizados por la CNE en el presente plan de expansión<br>(iii) Consistente con lo señalado en (ii) no poder observar los estudios que efectivamente deben realizarse para recomendar este tipo de obras. La regulación entrega la posibilidad a los interesados de realizar observaciones a estos estudios cuando los realiza el Coordinador, por lo que incorporarlos en la planificación limita los derechos de los interesados.<br>Además de lo señalado anteriormente, tampoco se ajusta la incorporación de esta obra al plan de expansión por las siguientes razones:<br>(a) Porque no se ha evaluado conforme a los requisitos exigidos en el artículo 89 del Reglamento. En efecto, este señala lo siguiente:<br>"La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión."<br>Esta regla exige a la CNE evaluar aquellas obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda, para lo cual podrá considerar la tasa de salida, el costo de falla o los registros históricos de falla y la densidad de la | del artículo 89 del Reglamento de Trasmisión (ii) la decisión de inversión puede ser aplazada un año, y<br>(iii) No está correctamente dimensionada.<br>Para el caso en que aún decida perseverar con la incorporación de la obra, se solicita dimensionar correctamente los requerimientos, considerando<br>(i) Las instalaciones existentes y futuras que operarán en condiciones especiales de mínimo técnico, de manera de evaluar si el sobrecosto justifica la inversión.<br>(ii) La operación por SSCC que debe realizar el Coordinador, ya que estas unidades de todas maneras van a estar despachadas.<br>(iii) No considerar el criterio N-1 en infraestructura. | mayor detalle, como los desarrollados por el Coordinador para efectos del dimensionamiento de los requerimientos del SC de control de tensión, esta Comisión considera dichos estudios como un antecedente, por lo que no amerita repetir los análisis ya publicados por dicha institución. Además, tal como se menciona en el informe, el objetivo de la obra corresponde a cumplir lo indicado en las bases de licitación de la obra Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, actualmente en ejecución.<br><br>Asimismo, en relación con los plazos de ejecución de la obra y su posible postergación para futuros procesos, es conveniente indicar que en la proyección de las condiciones del Sistema para la fecha de entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, esta Comisión consideró las mismas que fueron utilizadas por el Coordinador para efectos de dimensionar los requerimientos de SSCC de control de tensión. Dichas condiciones consideran una proyección del estado del Sistema |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | demanda.<br>Sin embargo, esta Comisión no presenta ninguna evaluación, sino que sólo estima un requerimiento producto de que una instalación licitada no fue evaluada correctamente. En efecto, se da cuenta de que para el correcto funcionamiento del proyecto HVDC por temas de fortaleza de red se requieren inversiones por 285 millones de dólares adicionales a los 1.176 millones de dólares estimados inicialmente por la CNE. Lo anterior implica que la evaluación económica del proyecto HVDC no estaba completa. Insistimos en esta ocasión en que en los planes de expansión se deben evaluar todos los costos de inversión y operación que sean relevantes para la mejor toma de decisión. En el caso del proyecto HVDC vemos que se omitió un costo de inversión relevante, así como para el caso del proyecto BESS Parinas – Polpaico insistimos en que se omitió evaluar la diferencia de costo de los servicios complementarios.<br>(b) Porque, tal como lo señala la CNE, no consideró la prestación de aporte de reactivos de las centrales existentes. En efecto, señala la CNE que "[e]n dicho documento se indica que el mínimo valor de potencia de cortocircuito en el nodo Kimal 220 kV alcanzaría los 7.506 MVA, monto que, de acuerdo a las estimaciones que ha realizado esta Comisión, no se alcanzaría en la medida en que no se considere un despacho forzado de unidades de generación sincrónicas, particularmente en las cercanías de la S/E Kimal".<br>Sin embargo, la CNE debe evaluar si es más conveniente despachar las unidades y asumir el costo de operación a mínimo técnico o invertir en condensadores síncronos. Este análisis fue realizado por el Coordinador para justificar su licitación ya que debe considerar los recursos disponibles. | | al año 2025, de modo que, a juicio de esta Comisión, se trata de un escenario conservador respecto del requerimiento efectivo, en atención al avance del proceso de cierre y retiro de las centrales térmicas que operan en base a carbón. Frente a lo indicado, resulta especialmente sensible el atributo de potencia de cortocircuito en la zona del Norte Grande, tal como ha sido ampliamente analizado por el Coordinador y debidamente difundido, de modo que no parece adecuado esperar futuros procesos o el desarrollo de nuevos análisis para establecer la pertinencia de la incorporación de la obra en cuestión, más aún, atendido el condicionamiento incorporado en relación al monto final a licitar como obra de expansión, así como el aumento del plazo de ejecución de la obra (modificado en el ITF).<br><br>Finalmente, en cuanto a la evaluación de la obra en términos de su comparación con la posibilidad de operar centrales a mínimo técnico, esta Comisión lo |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Por ejemplo, no queda claro si en dichas estimaciones consideró las centrales que podrían quedar despachadas a mínimo técnico de todas formas por sus propios problemas de flexibilidad, o las centrales que de todas formas podrían estar despachadas por requerimientos de control de frecuencia en la zona.<br>Por último, es importante destacar los siguiente:<br>· Que de acuerdo con el decreto 1T del 7 de enero de 2022, el plazo de ejecución del proyecto "NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL - LO AGUIRRE" es de 84 meses contados desde el 7 de mayo de 2022, es decir, el 7 de mayo de 2029. Por otro lado, de acuerdo con los plazos del proceso de planificación, licitación y publicación de decreto que fija los derechos de ejecución y explotación, la fecha estimada de entrada en operación para el proyecto "Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónica" es marzo de 2028 (36 meses desde marzo de 2025). Considerando lo anterior hacemos presente que:<br>o Aun cuando se considerase infraestructura de transmisión, no corresponde incluir este proyecto en el presente plan de expansión ya que la decisión de inversión puede ser aplazada un año al próximo plan de expansión, con mejor información.<br>o Siendo un Servicio Complementario, y en atención a los plazos involucrados en la definición de requerimientos de esos servicios, la licitación de infraestructura como SSCC se podría atrasar más de un año.<br>· Que se está recomendando una obra que no se encuentra dimensionada, dejando complemente abierto el monto de inversión, y no estableciendo un marco mínimo al cual el Coordinador deba sujetarse para eventualmente licitar la infraestructura. | | considera improcedente, por cuanto el Coordinador realizó dichos análisis con motivo del informe de SSCC que dio origen a su licitación, mostrando beneficios por este motivo.<br>Sin embargo, esta Comisión no los considera aplicables en este contexto, en el entendido de que el origen del requerimiento no corresponde a la búsqueda de una condición en la que se pueda prescindir de la operación de centrales térmicas a mínimo técnico, sino cumplir con lo indicado en las bases de licitación de la obra de expansión previamente decretada, sin perjuicio de que la incorporación de la obra tendrá un efecto en cuanto a la posible disminución de la necesidad de contar con las referidas centrales operando en condición de potencia mínima, con lo cual se tendrían beneficios adicionales derivados de la incorporación de la misma. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | · Que además el dimensionamiento de la infraestructura propuesta por la CNE incorpora un criterio N-1, siendo que la actuación de esta infraestructura ya responde a una contingencia (un cortocircuito), por lo que el monto del requerimiento respondería a una doble contingencia. En efecto, el Coordinador en su estudio para recomendar la compensación reactiva considera una inversión sin criterio N-1, validando esta observación. | | |
| 22-9 | 8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E EL ALGARROBAL 220 KV (IM) | En el informe se indica que (el subrayado en nuestro):<br>"El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Algarrobal, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Atacama, en particular la comuna de Vallenar.<br>Es del caso indicar que esta instalación ha recibido propuestas para su expansión por motivos de acceso abierto, tanto en el presente proceso como en años anteriores, consolidándose como un punto de interés para la conexión de proyectos de generación (en particular), situación que coincide con el propósito original con la que fue incorporada al sistema de transmisión."<br>Al respecto, se observa que la CNE no indica qué entiende por y cómo cuantifica "potencial energético", y cómo concluye que es conveniente desarrollar una ampliación en S/E Algarrobal, en lugar de hacerlo en otras subestaciones.<br>En la siguiente tabla se muestran los proyectos con solicitud de punto de conexión a la S/E Algarrobal, de acuerdo con el sitio web del Coordinador. A la fecha hay 1.725 MW autorizados para declararse en construcción (5 proyectos), o declarado en construcción (1 proyecto). Adicional a lo anterior, se visualizan 3 proyectos con rechazo de SAC, | Se solicita eliminar del Plan de Expansión 2022 el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E EL ALGARROBAL 220 KV (IM)", toda vez que, por el análisis expuesto en la observación, este no cumple con el artículo 71 del Reglamento de Transmisión. | No se acoge esta observación.<br><br>La obra de ampliación en S/E El Algarrobal permitirá la conexión de proyectos de generación de energía, cuyos titulares han manifestado su interés en esta zona y en conectarse en el nodo referido. Adicionalmente, la plataforma de acceso abierto del Coordinador da cuenta de un alto interés por acceder a este nodo.<br><br>En cuanto a la posibilidad de enfrentar condiciones de vertimiento de energía, esto corresponde a una evaluación que debe realizar cada desarrollador de proyectos, y no corresponde a la Comisión pronunciarse respecto de dicho punto.<br><br>Finalmente, no quedan claros los |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | entendemos que por falta de puntos de conexión.<br><br>Ver Figura 51.<br><br>Al respecto, no vemos que se encuentre fundado por parte de la CNE el invertir en ampliar el número de posiciones para la conexión de proyectos a este punto específico del sistema, donde se produciría alto vertimiento de energía por la elevada potencia a conectar, por insuficiente capacidad en las líneas de transmisión de 220 kV conectadas a S/E Algarrobal. Cabe señalar que el plan de obras de generación elaborado por la misma CNE, en sus 5 escenarios, no incluye más de 250 MW de generación en esta barra hasta el año 2042. | | motivos por los cuales Acenor estima que no se estaría cumpliendo con lo señalado en el artículo 71 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión. |
| 22-10 | 8.3.3 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV | En el informe se indica que:<br>“Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en las unidades de la S/E San Juan, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en las dos unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación…”.<br>Sin embargo, en la Figura 52 se observa que sólo uno de los dos transformadores alcanzaría una cargabilidad mayor a 85%. Si se redistribuye la carga entre los transformadores, se podría aplazar la decisión de inversión en un nuevo transformador en al menos un año. | Se solicita eliminar la obra “AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN<br>JUAN 66 KV”, toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima de las instalaciones de esta subestación, y no se ha justificado por parte de la CNE alguna excepción, conforme lo señala el literal “a” del | No se acoge esta observación.<br><br>En primer lugar, cabe señalar que la S/E San Juan posee actualmente dos unidades de transformación de 10 MVA cada una, por lo que, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento, y según se indica en el numeral 7.4.3.1 del ITF, se utiliza un criterio de holgura superior en términos del porcentaje de capacidad (20% en vez 15%), para efectos de minimizar los riesgos de abastecimiento futuro de la demanda.<br><br>Adicionalmente, esta Comisión recibió antecedentes que dan |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | artículo 88 del Reglamento de Transmisión. | cuenta de la futura instalación de un proyecto de planta desaladora que se conectaría a la S/E San Juan, con lo cual se vuelve aún más necesaria su expansión. |
| 22-11 | 8.3.5 NUEVA S/E MONTEMAR Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV REÑACA – BOSQUEMAR, CONEXIÓN DE LÍNEAS TAP REÑACA EN S/E MONTEMAR 110 KV (2BP+BT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR | Este proyecto se analiza en la sección 8.3 correspondiente a Proyectos de Expansión para el Abastecimiento de la Demanda (es decir, criterio de suficiencia). De acuerdo con lo indicado por la CNE, este proyecto se justificaría en el nivel de cargabilidad proyectado para los transformadores Reñaca 110/12 kV I y II.<br>La CNE indica además que:<br>“Asimismo, como complemento a la nueva S/E Montemar, y con el objetivo de mejorar las condiciones de seguridad en el suministro eléctrico de la zona, esta Comisión propone el refuerzo de la actual línea 1x110 kV Concon – Tap Reñaca (la cual, luego de la construcción de la nueva subestación, pasaría a ser 1x110 kV Concon – Montemar), con el objetivo de aumentar su capacidad de transmisión a al menos 98 MVA a 35°C con sol.”<br>Es decir, la CNE incorpora como parte de este proyecto el “AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR” por criterio de seguridad, sin realizar evaluación alguna al respecto, en los siguientes términos establecidos en el artículo 89 del Reglamento de Transmisión:<br>“La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento<br>de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de<br>calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de | Se solicita eliminar del proyecto las obras de AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR, toda vez que su recomendación no ha sido justificada por criterios de seguridad, como lo establece el artículo 89 del Reglamento de Transmisión. | No se acoge la observación.<br><br>Los objetivos que la LGSE plantea para el proceso de expansión de la transmisión en su artículo 87°son amplios, y no corresponde entenderlos en forma separada, sino en forma armónica y complementaria. De este modo, y en consistencia con lo indicado en el numeral 7.4.4 del ITF, esta Comisión estimó pertinente aprovechar las economías de escala y ámbito que se generan producto del desarrollo de la obra de expansión en cuestión, para efectos de ampliar su alcance incorporando el cambio de conductor indicado en la observación, con el propósito de aumentar el nivel de seguridad de abastecimiento en la zona, permitiendo mejorar la flexibilidad operativa del sistema zonal y disminuir los riesgos de abastecimiento en distintas |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión."<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | condiciones de forma económicamente eficiente, en comparación a la eventual inclusión de esta obra (aumento de alcance) como una obra independiente, como parte de algún proceso posterior. |
| 22-12 | 8.3.6 NUEVA S/E OLMUÉ Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV OLMUÉ – QUILLOTA, Y AMPLIACIÓN EN S/E QUILLOTA (BS) | En esta sección del informe se indica:<br>"Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima de los transformadores 110/12 kV en la S/E San Pedro, al año 2027, alcanza valores 68% en el transformador de 25 MVA, y de 65% en el transformador de 30 MVA. No obstante, la empresa Chilquinta informa una solicitud de factibilidad de conexión a incorporarse durante el año 2023, la cual considera una demanda máxima de 10 MW. De esta forma, al considerar la materialización del nuevo servicio solicitado, las holguras con las que cuentan los equipos de transformación de la instalación no serían suficientes para atender la demanda, toda vez que la cargabilidad proyectada al año 2027, para cualquiera de las unidades, rondaría el 100%, por lo que se requiere una obra de expansión orientada a mantener el criterio de suficiencia en el sistema."<br>Así, la principal motivación del proyecto, dado que fue evaluado por el criterio de suficiencia, es reducir el nivel de carga de la S/E San Pedro, para que tras concretarse la solicitud de factibilidad de conexión informada por Chilquinta (10MW) no se presenten problemas de cargabilidad en los transformadores de la S/E San Pedro el año 2027. En ese contexto, se observa que: | 1) Se solicita evaluar el proyecto alternativa de ampliar la capacidad de transformación en la S/E San Pedro, y seleccionar la solución más económica para solucionar los problemas de capacidad que se identifiquen.<br>2) Se solicita indicar cuál es el criterio utilizado por la CNE para considerar como gatillante de una obra de transmisión la existencia de sólo una solicitud de factibilidad, por parte de un sólo consumo. | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, en relación con la eventual incorporación de una obra más económica para efectos de solucionar la problemática de suficiencia planteada, esta Comisión considera que aquello no constituye una alternativa óptima desde una perspectiva integral, que considera no solo la minimización de los costos de las obras de expansión que se incorporen, sino el cumplimiento de los múltiples objetivos encomendados por la LGSE al proceso de planificación. En particular, para el caso de la obra en cuestión, se tuvieron a la vista distintas consideraciones para su análisis, tales como aspectos geográficos (presencia de cerros y quebradas) y de calidad de servicio (Olmué se abastece a través de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 1) No se establecen las razones de por qué se descartaría una ampliación de la S/E San Pedro, que es una solución más económica para los problemas de cargabilidad señalados, ya que esta S/E tiene espacio suficiente para dicha instalación.<br>2) La CNE no señala cuál es el criterio utilizado para considerar como gatillante de una obra de transmisión la existencia de sólo una solicitud de factibilidad, por parte de un solo consumo. | | alimentadores que provienen desde la S/E San Pedro), las que habían sido relevadas en planes de expansión anteriores, y por lo cual se recibieron distintas propuestas para incorporar una obra de similares características para la zona.<br><br>Dicho lo anterior, esta Comisión consideró que la mejor solución para efectos de dar respuesta a los crecimientos actuales y futuros de la zona corresponde a la incorporación de un nuevo punto de suministro en transmisión, en lugar de aumentar la capacidad de transformación del punto de abastecimiento existente, de modo de mejorar las condiciones de seguridad y minimizar los riesgos de abastecimiento de la demanda.<br><br>Por otra parte, si bien no es el único criterio utilizado, esta Comisión ha considerado la verificación del impacto que tendría la conexión de uno o más clientes que hayan solicitado conexión a la red de distribución, en términos de si dicha conexión |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | resulta en que uno o más elementos serie (líneas de transmisión o transformadores) sobrepasen su capacidad máxima. |
| 22-13 | 8.3.7 NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA SANTA | En esta sección del informe se indica que el proyecto se propone como alternativa a la ejecución de la obra Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) (perteneciente al Plan de Expansión 2019, DS 171/2020), debido a que su licitación ha sido declarada desierta en dos oportunidades. Sin embargo, no se indican las razones de por qué la licitación se declaró desierta, y por qué razón se descarta insistir con una solución en particular considerado que la Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) sólo considera la instalación de un nuevo transformador, por lo que sería una alternativa mucho más económica que desarrollar una nueva subestación y una nueva línea. | Se solicita eliminar el proyecto "NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA SANTA" del plan de expansión, puesto que existe un proyecto más económico para resolver el problema de suficiencia, y la CNE no ha justificado por qué no es posible lograr la adjudicación del proyecto obra "Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)". | No se acoge la observación.<br><br>No se presentan antecedentes adicionales que modifiquen el resultado del análisis realizado por esta Comisión. En particular, no existe forma de conocer las razones por las que la licitación de una obra resultó desierta, siendo esto el hecho concreto sobre el cual se toma la definición de incorporar la obra en cuestión, en lugar de la insistir con la obra previamente decretada.<br><br>En tal sentido, al observar las actuaciones de la Comisión en el tiempo, resulta consistente el hecho de considerar, en primera instancia (Plan 2019), una obra de menor envergadura, pero que cumpla con las necesidades detectadas; y luego, a la luz de los resultados de los procesos de licitación, se propenda a reducir los riesgos de que la zona perdure en condición de vulnerabilidad, |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | adoptando una decisión distinta, a saber, ampliando el alcance de la solución propuesta. |
| 22-14 | 8.3.11 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT) | En la sección señalada se indica que:<br>“Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la S/E Recoleta, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en una de las unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 53 se muestra la proyección de demanda para la una de las unidades de la subestación.”<br><br>Al respecto, se observa que no se cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para los trasformadores de la subestación, puesto que de acuerdo con el anexo “Analisis radial ITP 2022.xlsx” en la S/E Recoleta existen dos transformadores adicionales con la misma razón de transformación, cuya cargabilidad proyectada es más baja (76%), por lo que se podrían tomar parte de la carga del transformador Recoleta 110/012 II, con lo que no se requeriría un nuevo transformador. | Se solicita eliminar el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)”, puesto que no se cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para los trasformadores de la subestación. Lo anterior, considerando que otros transformadores de la subestación podrían tomar parte de la carga del transformador Recoleta 110/012 II. | No se acoge la observación.<br><br>En efecto, en el análisis radial se observa que las 2 unidades de 50 MVA presentan menor cargabilidad que la unidad de 25 MVA, que es la que presenta problemas. Sin embargo, ambas unidades de 50 MVA alcanzan una cargabilidad superior al 75%, y los traspasos requeridos para descargar la otra unidad sin transgredir el criterio de holgura pueden no resultar factibles desde el punto de vista de las reconfiguraciones requeridas en el nivel de distribución.<br><br>Por otro lado, esta Comisión contaba con información preliminar de conexión de electroterminales de buses del transporte público en la zona de abastecimiento de la S/E Recoleta, la que fue posteriormente ratificada mediante un oficio de parte del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | En atención a lo anterior, esta Comisión considera necesaria la incorporación de esta obra en el presente Plan de Expansión. |
| 22-15 | 8.3.17 NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - PATAGUAL | Esta obra se incluye bajo el capítulo 8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA. De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL, los proyectos analizados en este capítulo "…se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional)." A continuación en el texto, la CNE describe los criterios de 7.4.3.1 Suficiencia y 7.4.3.2 Eficiencia operacional.<br>Sin embargo, la CNE indica en el numeral 8.3.17 que en condiciones normales no existen problemas de cargabilidad en las instalaciones en cuestión (lineas ni transformadores) y, no obstante, ante la caída de alguno de los circuitos principales de Concepción se produce una sobrecarga en la línea Charrúa – Hualpén 220 kV (Charrúa – Claudio Arrau 220 kV). Frente a esto, la CNE propone esta obra para garantizar el criterio N-1 en Concepción y sus alrededores.<br>Hacemos presente que:<br>1) Como proyecto de expansión para el abastecimiento de la demanda, la CNE debió evaluar si el proyecto cumplía con el criterio "7.4.3.1 Suficiencia" o el criterio "7.4.3.2 Eficiencia operacional" para recomendar la obra. | i) Se solicita evaluar correctamente esta obra con el criterio de Eficiencia Operacional, conforme con lo señalado en el punto 4) de la observación, considerando diferentes alternativas de proyectos. En caso de no resultar con beneficio positivo, se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL" del plan de expansión.<br>ii) Se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA | No se acoge la observación.<br><br>En primer lugar, es necesario relevar que la obra Nueva S/E Patagual se incorpora por su aporte en términos de seguridad y calidad de servicio en la zona del Gran Concepción, en particular, para asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional.<br><br>En este sentido, si bien el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV otorga suficiencia y seguridad al sistema de transmisión de 220 kV, la S/E Patagual ofrece beneficios adicionales por su aporte a la seguridad y resiliencia de la zona, específicamente, en relación con eventos que pudiesen afectar a la línea completa (ambos circuitos, en caso de tender el segundo), tal |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 2) Sin embargo, no demostró que se cumpliera ninguno de los dos criterios, sino que indicó que:<br>a. No detecta un problema de suficiencia: "De acuerdo con las simulaciones realizadas, la cargabilidad máxima de la línea Charrúa –Hualpén 220 kV (Charrúa – Claudio Arrau 220 kV) en el escenario en operación normal es de 83%, lo que es cercano al límite de holgura mínima considerada para mantener el criterio de suficiencia."<br>b.<br>Sólo requiere una parte de la obra para mantener el criterio N-1: "Con este objetivo, se propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Lagunillas – MAPA 220 kV, de<br>modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción. Además, se recomienda el aumento de la capacidad de transmisión de la resultante línea Lagunillas – Patagual 220 kV (parte de la actual línea Lagunillas – MAPA 220 kV) a una capacidad de al menos 500 MVA a 35°C con sol, de manera de mantener el criterio N-1 en dicha línea.". Al respecto, hacemos presente que el criterio N-1 es una restricción a utilizar en el cálculo de límites de transmisión, los cuales a su vez son luego utilizados para evaluar obras por criterio de eficiencia operacional.<br>3) Llama la atención que no se evalúa la solución de tender el segundo circuito Charrúa – Lagunillas 220 kV para solucionar los problemas que indica detectar. Sin embargo, la propuesta de la CNE es una obra que incluye un seccionamiento, un aumento de capacidad de una línea de 220 kV, y transformar líneas dedicadas en servicio público, montos que deben ser incorporados en la evaluación.<br>4) En todos los casos en que existe generación local, es | MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL" del plan de expansión, puesto que la CNE no demostró la pertinencia de incluirla de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Planificación para obras para el abastecimiento de la demanda. Aún en caso de que la Comisión demuestre que existe un problema de suficiencia, en ese caso debe evaluar cuál es el proyecto más económico para resolver el problema | como ocurrió en evento del día 04 de septiembre de 2022. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | posible realizar una evaluación por Eficiencia Operacional.<br>Para ello, se calcula el límite de transmisión con criterio N-1 sin proyecto, y con proyecto, y luego se ejecuta el modelo OSE para verificar si el eventual despacho de generación local requerido para mantener el criterio N-1 sin proyecto es o no más costoso que realizar la inversión en transmisión. Cabe señalar que la CNE indica que no considera generación local en sus análisis.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |
| 22-16 | 8.3.18 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO | Esta obra se incluye bajo el capítulo 8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA. De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL, los proyectos analizados en este capítulo "…se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional)." A continuación en el texto, la CNE describe los criterios de 7.4.3.1 Suficiencia y 7.4.3.2 Eficiencia operacional.<br>Sin embargo, en su argumentación la CNE hace referencia a otros criterios u objetivos:<br>· "Permitir el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico comprendido al sur de Coronel, en particular entre las SS/EE El Manco y Lebu, asegurando el criterio de suficiencia y seguridad, además de mejorar la estabilidad de tensión en dicho sistema."<br>Sin embargo, en el mismo texto indica que "Actualmente, el | Se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO" del plan de expansión, puesto que la CNE no demostró la pertinencia de incluirla de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Planificación para obras para el abastecimiento de la demanda, así como tampoco de acuerdo con otros criterios incluidos en dicho Reglamento.<br>En caso de eliminarse la obra 8.3.17, se solicita eliminar esta obra por estar vinculada. | Ver respuesta a la observación 14-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | suministro eléctrico del sistema de 66 kV referenciado se abastece desde la S/E Coronel, a través de las líneas Coronel – El Manco 66 kV y Coronel – Andalican 66 kV. Si bien existe criterio de suficiencia por concepto de la capacidad de transmisión térmica de las líneas de 66 kV, no es posible abastecer la demanda máxima proyectada al año 2029 debido a la caída de tensión en las barras terminales, en particular en la S/E Cañete". Es decir, la CNE reconoce que el problema es de tensión, lo que podría ser abordado mediante compensación de reactivos o también mediante un apoyo de las líneas de 66 kV en la S/E MAPA.<br>· "Otorgar un sistema robusto que permita la conexión de nuevos generadores, aprovechando así el potencial eólico en las comunas de Arauco, Curanilahue y Lebu." Es decir, en este punto la CNE indica que la obra es funcional a proyectos de generación. Por tanto, como tal debe ser evaluado por eficiencia operacional. La CNE indica que realiza este ejercicio de evaluación económica, sin embargo, en la planilla "Evaluacion Economica General _ITP_Obras_Promovidas.xlsx" se indica que el proyecto es "NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL", con un alcance muy superior (Tabla 8.11).<br>· En términos prácticos, la línea propuesta en realidad solo sería para que se conecte nueva generación en el extremo de la línea (Nueva Subestación Vado Pedregoso), por lo que eventualmente procedería que esta fuese evaluada como un | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Polo de Desarrollo.<br>“Ofrecer un punto de suministro alternativo para abastecer los alimentadores de las comunas de Santa Juana, Nacimiento, Angol, entre otras, aumentando así la resiliencia y seguridad de dicho suministro.”. Si el criterio utilizado para evaluar la obra es la seguridad, entonces la CNE debió realizar un análisis en los términos establecidos en el artículo 89 del Reglamento de Planificación DS 37-2019: “La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Sin embargo, dado la misma CNE reconoce que no es un problema de abastecimiento de la demanda, esta justificación no procede.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |
| 22-17 | 8.3.19 APOYO AL ABASTECIMIENTO A LAS COMUNAS DE VILLARRICA, PUCÓN Y PANGUIPULLI | Las obras evaluadas bajo este capítulo corresponden a las siguientes (Figura 54 del ITP):<br>- Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT).<br>- Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.<br>- Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan. | Se solicita eliminar las siguientes obras del Plan de Expansión 2022:<br>§ Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT).<br>§ Nueva S/E Calafquén y | No se acoge la observación.<br><br>Con respecto al punto a), es importante mencionar que el ingreso por medio de nuevas líneas de transmisión a la zona en cuestión resulta ser muy complejo y costoso. En consecuencia, ya que |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | - Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT).<br>- Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón.<br>- Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT).<br>En el informe se levantan una serie de problemáticas asociadas a la zona:<br>- Problemas de suficiencia en la LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche: Se observa que para la demanda máxima coincidente de la zona en estudio (verano), y sin considerar generación de la central Pullinque, esta LT presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.<br>- Problemas de suficiencia en uno de los circuitos 2x66 kV Loncoche – Villarrica: Se observa que para la demanda máxima coincidente de la S/E Villarrica y S/E Pucón (verano), el circuito de esta línea de transmisión que abastece a la S/E Pucón presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.<br>- Problemas de estabilidad de tensión en S/E Pucón: Este problema se buscó solucionar con la incorporación de unos BBCC en la S/E Pucón en el Plan de Expansión del 2019, cuyo proceso de licitación ha sido declarado desierto en 2 oportunidades. Por su parte, los problemas de estabilidad detectados no tienen cómo ser mitigados sin incorporar una obra de expansión, ya que no hay puntos de abastecimiento en nivel de transmisión cercanos, tal que permitan entregar un apoyo a este nodo.<br>- Problemas de suficiencia en el transformador 66/23 kV de S/E Villarrica: Con el crecimiento vegetativo de la demanda asociada a esta subestación primaria de distribución, se | nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.<br>§ Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan.<br>§ Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT).<br>§ Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón.<br>§ Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT).<br>Lo anterior, por cuanto la CNE no ha mostrado que es la solución más económica para responder a las problemáticas detectadas por la misma CNE.<br><br>Adicionalmente, eliminar esta obra porque la cargabilidad sería en el año 2029, y no en el año 2027, criterio utilizado en el resto de las obras, pudiendo ser analizado este problema en el siguiente plan de expansión. | se observó la necesidad de construir nuevas líneas hacia Villarrica y Pucón, esta Comisión evaluó la opción de construir una nueva LT en 66 kV, siendo descartada principalmente en consideración de las distancias involucradas y el efecto de los niveles de carga en las caídas de tensión, especialmente en el mediano y largo plazo. Adicionalmente, la solución completa de la zona requiere la construcción de otras 2 subestaciones más que, si se diseñaban en estándar 66 kV, se presentarían nuevamente problemas de estabilidad de tensión en el mediano y largo plazo. Por lo tanto, esta Comisión optó por incorporar instalaciones en nivel de tensión de 110 kV, de modo de contar con una solución robusta para el largo plazo, entendiendo que resultará sumamente complejo construir más líneas de transmisión hacia la zona.<br><br>Con respecto al punto b), en el Proceso de Expansión 2019 se |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | observa que al año 2029 se presentarán problemas de suficiencia en el transformador. A continuación, se muestran los resultados de las proyecciones de demanda en esta subestación:<br><br>Ver Figura 55<br><br>Al respecto, se observa lo siguiente:<br>1) No está claro en el informe por qué no pueden solucionarse los problemas mencionados con el siguiente conjunto de obras, que son más económicas y de menor impacto que las propuestas:<br>a. Construir una nueva línea en 66 kV de S/E Lastarria a Pucón (puede ser de un circuito tendido en estructuras de doble circuito.<br>b. Instalar compensación reactiva en S/E Pucón.<br>c. Instalar un nuevo transformador en S/E Villarrica, o reemplazar uno de los existentes por uno de mayor capacidad. Cabe señalar que la CNE proyecta que evalúa que existiría un problema de capacidad al alcanzarse el 85% de cargabilidad en 2029. Sin embargo para el resto de las obras el criterio es que se alcance en el año 2027.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | propuso este equipamiento para mitigar los problemas de estabilidad de la zona. Sin embargo, su proceso de licitación ha resultado desierto en más de una oportunidad.<br><br>Con respecto al punto c), el transformador en S/E Villarrica se propone para aprovechar las eficiencias que se pueden lograr al licitar las obras en conjunto e intervenir sólo una vez la zona. Además, teniendo en cuenta que la fecha de entrada de la obra completa es el 2029, coincide con los plazos de los problemas de suficiencia detectados en la S/E Villarrica (mayor detalle, ver respuesta a la observación 19-38). |
| 22-18 | 8.3.20 AMPLIACIÓN EN S/E PURRANQUE (NTR ATMT) | En el ITP se indica que se proyecta que la cargabilidad en la S/E Purranque alcance un 81,4% al 2027, lo cual no cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para gatillar una obra de transmisión. Sin embargo, para este caso la CNE propone considerar una holgura de 20% dado que el transformador es de 5MVA, con lo cual justifica la inclusión del proyecto en el Plan de Expansión 2022. | Se solicita justificar el criterio de cargabilidad o en su defecto, eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>El criterio de holgura del 20% definido para transformadores ATMT menores a 20 MVA, se aplica principalmente con el propósito de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | A este respecto, el artículo 88 del Reglamento señala que "para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión". En vista de lo anterior, y dado que esta es una excepción, solicitamos justificar fundadamente dicha modificación. | DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV", toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima de las instalaciones de esta subestación, ya que no se ha justificado por parte de la CNE alguna excepción, conforme lo señala el literal "a" del artículo 88 del Reglamento de Transmisión. | evitar situaciones de estrechez o infactibilidad en el suministro de la demanda por falta de capacidad de transmisión en instalaciones de baja capacidad instalada, las que muchas veces no son capaces de dar suministro a nuevas conexiones en forma oportuna.<br><br>Es por lo anterior que, a fin de anticiparse a eventuales consumos que se conecten en los sistemas de distribución, y los tiempos considerados en que una nueva unidad se ponga en servicio, es que esta Comisión aumentó la holgura para transformadores ATMT menores a 20 MVA, de acuerdo con las facultades que entrega el Reglamento de Planificación. |
| 22-19 | 7.4.4.1 ENSE | En el numeral citado se indica (el subrayado es nuestro): "La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto de expansión, en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Sin embargo, y a diferencia de los procesos previos de expansión de la transmisión, los valores determinados fueron utilizados de manera indicativa, sin ser estimados en forma exhaustiva para todas las instalaciones de transmisión zonal, así como tampoco se utilizó para efectos de definir, por sí sola, la incorporación de obras por seguridad en el abastecimiento. | Se solicita a la CNE fundamentar el cambio de criterio aplicado. | No se acoge la observación.<br><br>La Comisión persiste en lo señalado en el informe técnico, y que fue transcrito en la observación, puesto que lo allí planteado resulta suficiente para dar cuenta de las razones de no persistir en la aplicación de la metodología en forma exhaustiva (a todas las instalaciones) y como única forma |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Lo anterior,<br>fundamentado en atención a la baja efectividad de esta métri ca para efectos de determinar la incorporación<br>de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha, a lo que se suma la considerable disminución del valor del CFCD en el último tiempo, lo que reduciría aún más las posibilidade s de incorporar una obra bajo este enfoque."<br>Al respecto, se observa que la CNE ha cambiado el criterio que ha venido utilizando varios años para evaluar obras por criterio de seguridad. En términos simples, este criterio consistía en valorizar la Energía No Suministrada a Costo de Falla de Corta Duración ("CFCD"), y si ese costo resultaba mayor al costo de la obra de transmisión, esta se incluía en el Plan de Expansión. En esta ocasión, y producto de la última actualización del CFCD, la CNE ha decidido que dicho criterio ya no es válido "fundamentado en atención a la baja efectividad de esta métrica para efectos de determinar la incorporación de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha". Es decir, por el sólo hecho de que la utilización del nuevo CFCD, determinado en conformidad con la normativa aplicable y validado por la CNE, no gatilla la inclusión de obras en el plan, este debe ser desechado. Hacemos presente que la metodología que venía utilizando la CNE consideraba varios de los elementos mencionados en el inciso cuarto del artículo 89 del Reglamento de Transmisión DS 37-2019: tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión. | | de demostrar la pertinencia de la incorporación de obras por motivos de seguridad. |
| 22-20 | 7.4.4.2 Calidad de Suministro | En el numeral citado se indica:<br>"Asimismo, resulta importante destacar el rol que se espera que juegue a este respecto los análisis a que se refiere el | Estimamos relevante para el buen desarrollo de los futuros procesos de planificación el | Se acoge la observación.<br><br>Las bases para confeccionar el |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | artículo 81 del Reglamento de Planificación, los que serán desarrollados a contar del proceso de planificación anual correspondiente al año 2023."<br>Al respecto, hacemos presente que a la fecha en el sitio web de la CNE sólo se ha publicado información respecto de las reuniones de kick off. | que los agentes del sector cuenten con oportuna información para realizar sus análisis y observación.<br>Por lo anterior, se solicita publicar la información del proceso de discusión de la implementación del artículo 81 del Reglamento de Planificación | informe de expansión de los sistemas de distribución, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 81 del Reglamento de Planificación, se encuentran publicadas en la página web de la CNE, en la sección asociada al proceso de expansión 2023. |
| 22-21 | General | El informe no contiene ningún capítulo que contenga un análisis que de cuenta de que el plan de obra de generación de encuentre adaptado a la demanda. | a) Se solicita incluir en el informe un análisis que dé cuenta de que el plan de obra de generación de encuentre adaptado a la demanda.<br>b) Se solicita incluir los costos marginales y generación de los casos con y sin proyecto, en el caso de los proyectos recomendados por criterio de eficiencia operacional. | No se acoge la observación.<br><br>En conformidad a lo señalado en el Artículo 83 del Reglamento de Planificación, la Comisión ajusta cada uno de los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía en la PELP. Conforme a lo anterior, esta Comisión consideró el parque de generación existente a la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos, y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al Sistema conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP. A su vez, el ajuste por demanda se realizó mediante el uso de un modelo de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | optimización de inversiones de generación-transmisión, el cual permite determinar los montos y tecnologías de generación óptimos, así como refuerzos referenciales del sistema de transmisión, mediante una optimización conjunta de estas variables. Lo anterior se encuentra debidamente indicado en el informe.<br><br>Respecto de incluir los costos marginales y generación de los casos con y sin proyecto en el caso de los proyectos recomendados por criterio de eficiencia operacional, cabe señalar que se incluye en los anexos los resultados de las salidas OSE, los que incluyen un resumen de los costos marginales resultantes para cada simulación. |

# Anexos Empresa 22

*Figura 47*

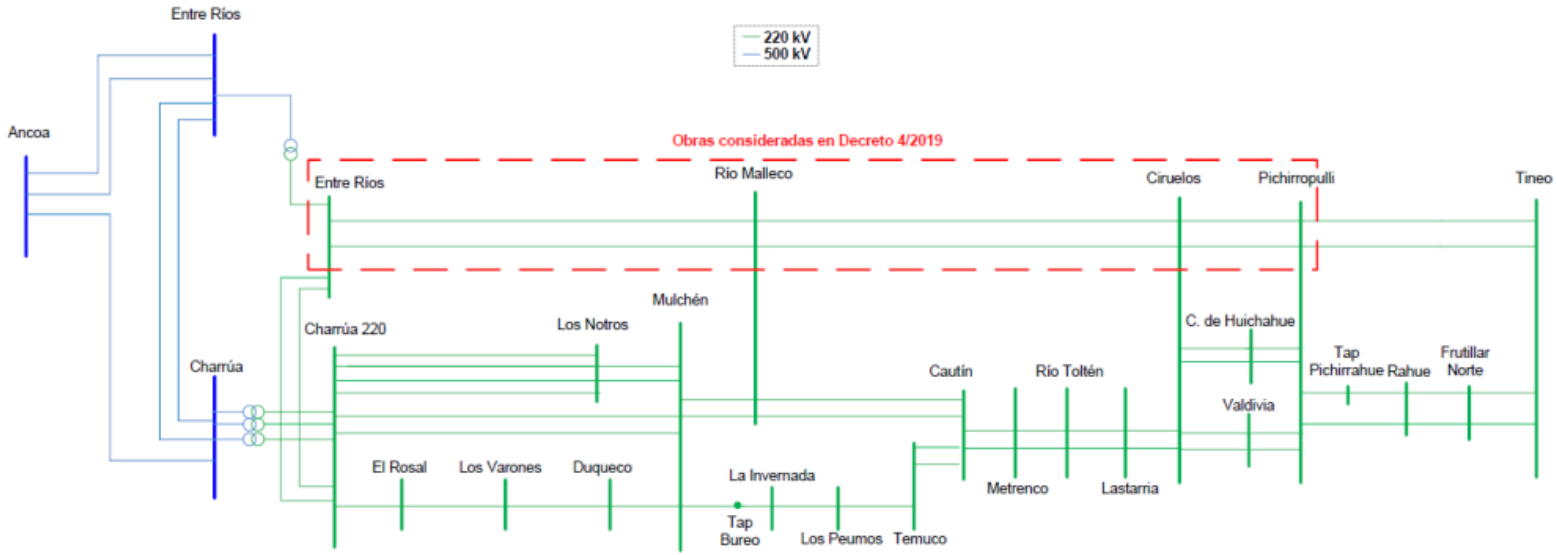


*Figura 48*

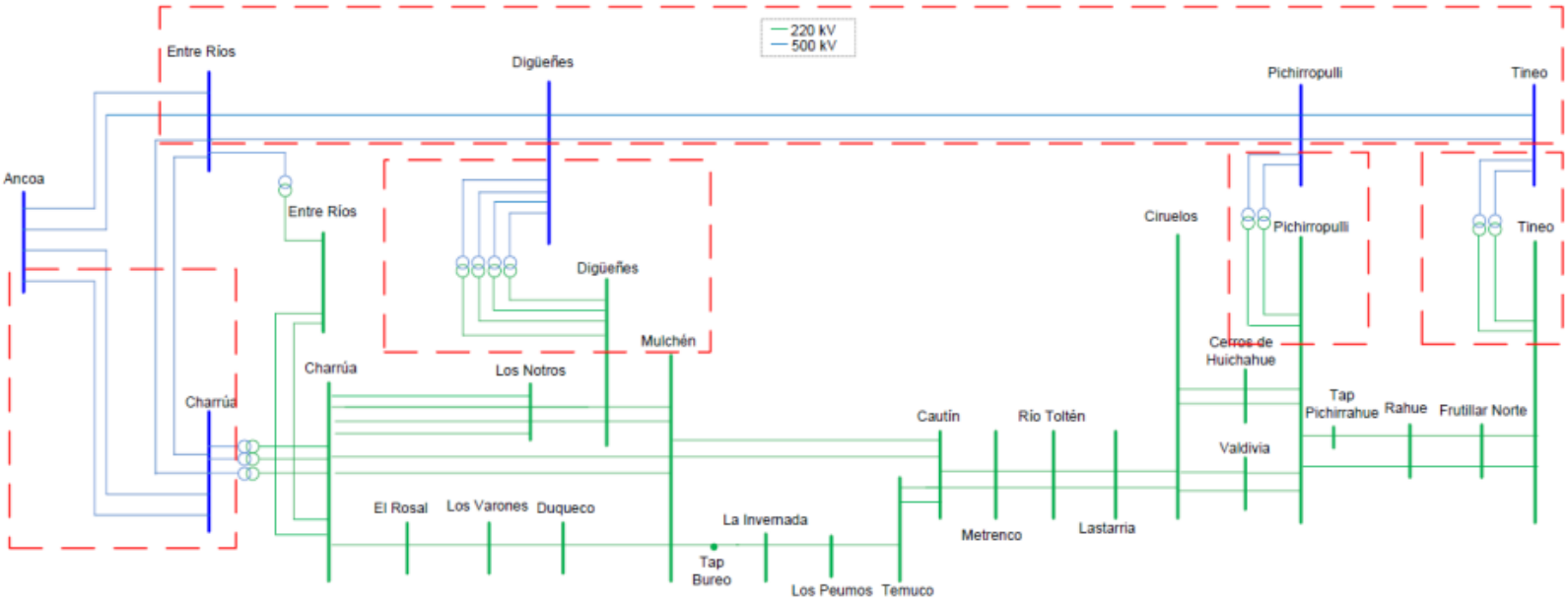



*Figura 49*

| Valor Presente en millones de US$ | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 14.996 | 23.636 | 17.882 | 14.040 | 29.239 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 14.920 | 23.273 | 17.749 | 13.973 | 28.883 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 14.961 | 23.313 | 17.790 | 14.014 | 28.923 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 35 | 323 | 92 | 26 | 316 |

*Figura 50*

| Año | ESC-1 | ESC-2 | ESC-3 | ESC-4 | ESC-5 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | - | - | - | - | - |
| 2023 | - | - | - | - | - |
| 2024 | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - |
| 2026 | - 0,2 | - 0,5 | - 0,5 | - 0,4 | - 0,5 |
| 2027 | 0,8 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,0 |
| 2028 | 1,1 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,2 |
| 2029 | 2,5 | 1,0 | 1,6 | 0,9 | 1,1 |
| 2030 | - 0,8 | - 0,8 | - 0,8 | - 1,1 | - 0,5 |
| 2031 | - 0,6 | - 0,5 | - 0,7 | - 1,1 | - 0,2 |
| 2032 | - 0,9 | - 0,0 | - 0,9 | - 0,7 | 0,2 |
| 2033 | - 0,3 | 0,2 | - 0,6 | - 0,4 | 0,5 |
| 2034 | - 0,7 | 0,2 | - 0,4 | - 0,5 | 0,7 |
| 2035 | - 0,3 | 0,9 | - 0,2 | - 0,4 | 1,4 |
| 2036 | 0,0 | 1,7 | 0,2 | - 0,2 | 3,0 |
| 2037 | 0,2 | 3,1 | 0,6 | 0,3 | 5,1 |
| 2038 | 0,6 | 5,8 | 1,7 | 0,3 | 7,5 |
| 2039 | 0,9 | 8,0 | 2,7 | 0,9 | 9,9 |
| 2040 | 1,2 | 11,2 | 3,2 | 1,0 | 11,2 |
| 2041 | 1,6 | 14,8 | 4,5 | 1,3 | 13,9 |
| 2042 | 2,4 | 21,9 | 6,4 | 2,0 | 20,6 |
| **Total** | **8** | **68** | **18** | **3** | **74** |
| VP Perpertuidad | 28 | 255 | 74 | 23 | 242 |
| Costo con Perpetuidad | 35 | 323 | 92 | 26 | 316 |

*Figura 51*

| Proyecto | Empresa Solicitante | Estado Solicitud | Pot [MW] | Plazo para DC |
|---|---|---|---|---|
| Parque FV Sol de Vallenar | El Sol de Vallenar SpA | Declarado en construcción | 250 | jun-22 |
| Parque Fotovoltaico Ceibo | Eactiva SpA | Autorizado para declararse en construcción | 280 | nov-24 |
| Algarrobal MRP | Andes Mainstream SpA | Autorizado para declararse en construcción | 250 | dic-24 |
| Parque Fotovoltaico Miraflores | Andes Mainstream SpA | Autorizado para declararse en construcción | 270 | dic-24 |
| Parque Fotovoltaico Algarrobal | Grenergy Renovables Pacific Ltda | Autorizado para declararse en construcción | 200 | dic-24 |
| Desierto de Atacama | Copiapó Solar S.A. | Autorizado para declararse en construcción | 475 | |
| Canto del Agua Solar | Factor Energía S.A. | Rechazada | 200 | |
| PFV Tabali Solar | Solarpack Chile Limitada | Rechazada | 250 | |
| Las Cunas | FRV Services Chile SpA | Rechazada | 300 | |

*Figura 52*

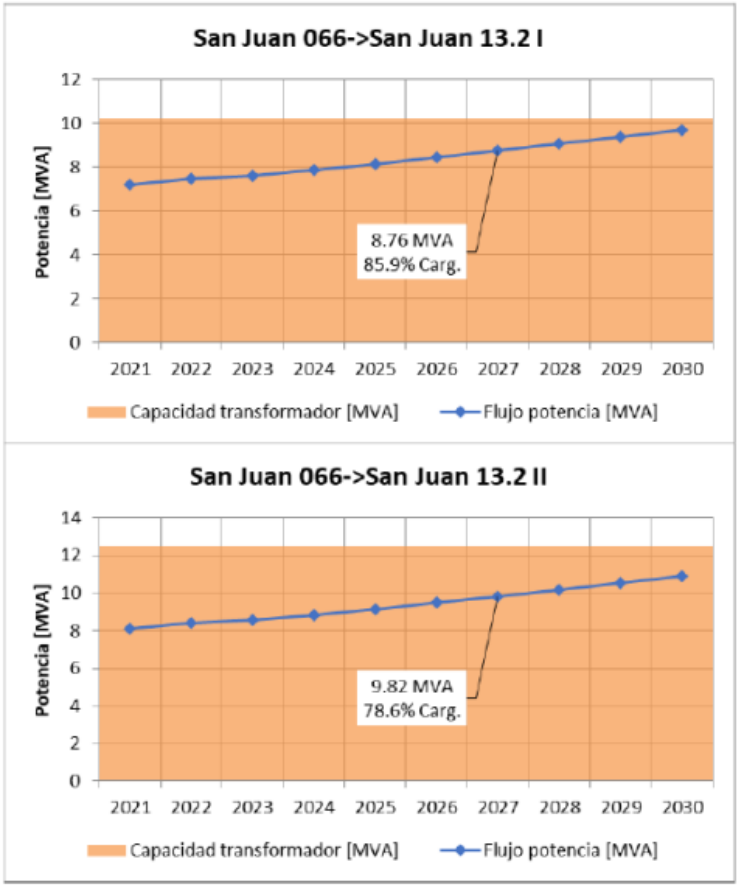

San Juan 066->San Juan 13.2 I
Potencia [MVA]
12
10
8
6
4
2
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
8.76 MVA
85.9% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]
San Juan 066->San Juan 13.2 II
Potencia [MVA]
14
12
10
8
6
4
2
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
9.82 MVA
78.6% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]

*Figura 53*

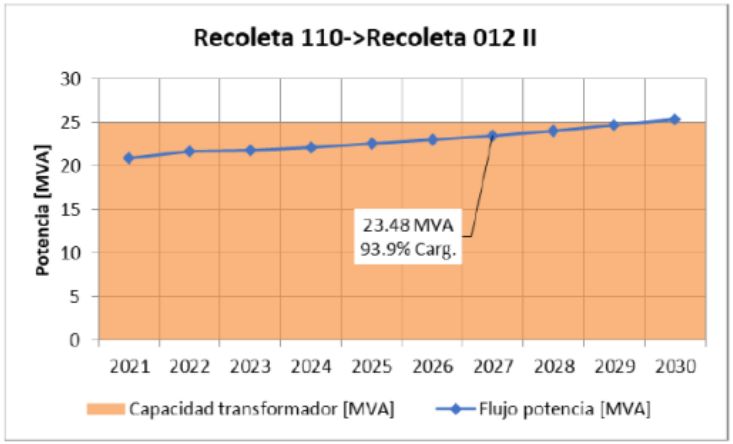



*Figura 54*

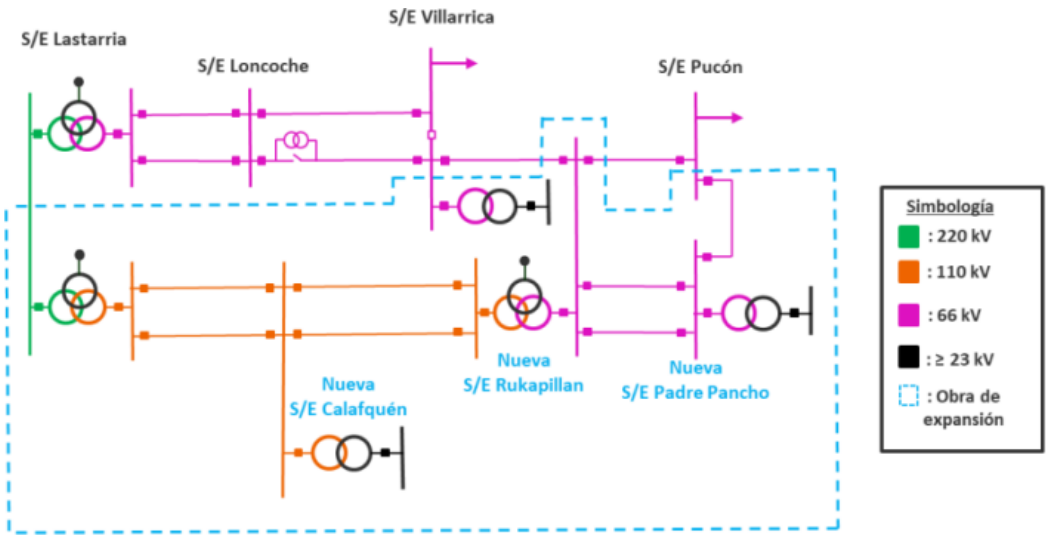
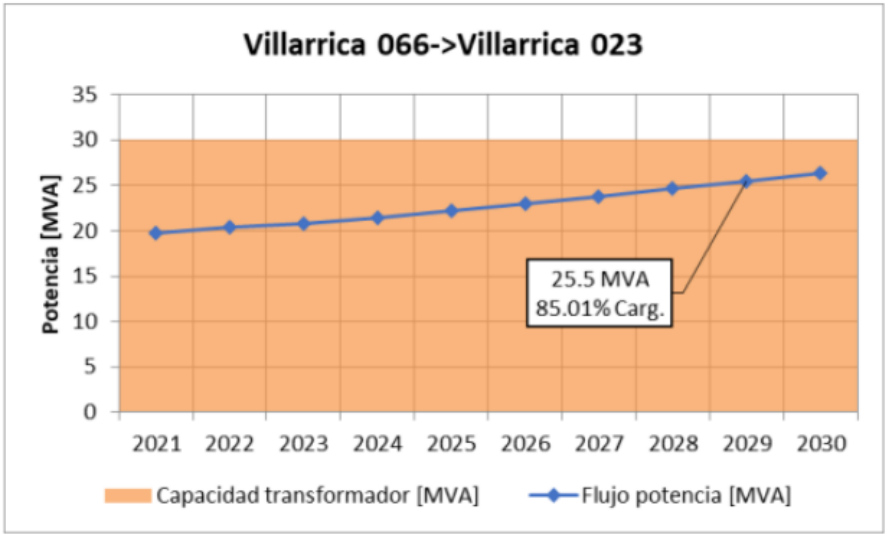


*Figura 55*


Villarrica 066->Villarrica 023
Potencia [MVA]
35
30
25
20
15
10
5
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
25.5 MVA
85.01% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]

# E23 – Consejo Minero

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 23-1 | Propuesta de ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) | En el ITF del Plan de Expansión 2018 se incluyó el proyecto "Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre". En la descripción general de la obra se indicó:<br><br>"El proyecto considera la construcción de una nueva línea de transmisión HVDC en bipolo con retorno metálico de, al menos, ±600 kV, entre la subestación conversora Kimal y la subestación conversora Lo Aguirre. La longitud aproximada de la línea es 1.500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2.000 MW.<br><br>Además, el proyecto considera la construcción de 4 estaciones conversoras HVAC/HVDC, de al menos, 1.000 MW por polo, junto a todo el equipamiento e instalaciones necesarios para su correcto funcionamiento, dos en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas.<br><br>Adicionalmente, el proyecto considera los enlaces en corriente alterna entre las subestaciones conversoras y las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, con los respectivos paños de conexión en estas subestaciones."<br><br>En la evaluación de la línea HVDC se consideraron los requerimientos establecidos en la LGSE, Artículo 87, que establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de manera eficiente. | Excluir obras en la "Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)" cuyas funcionalidades ya fueron incorporadas en el ITF 2018, particularmente aquellas asociadas a la línea HVDC. | Ver respuesta a observación 16-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Por su parte, en el ITP del Plan de Expansión 2022 se propone la obra "Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)". En la descripción general de la obra se indica:<br><br>"El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Kimal, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para dos nuevas diagonales, de manera de permitir el cambio de acometida del circuito N° 1 de la línea 2x220 kV Kimal – Laberinto, la conexión de uno de los enlaces en corriente alterna entre la subestación Kimal y la subestación conversora Kimal, asociado a la obra "Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" contenida en el decreto exento N° 231 de 2019 y modificado por los decretos exentos N° 163 de 2020 y N° 83 de 2021, todos del Ministerio de Energía, y la conexión de un nuevo proyecto en la zona."<br><br>Las ampliaciones correspondientes a la S/E Kimal 220 kV asociadas a la conexión del proyecto "Nueva línea HVDC Kimal – Lo Aguirre" ya fueron incluidas en el ITF del Plan de Expansión de 2018, por lo tanto, parte del proyecto propuesto en el ITP del Plan de Expansión 2022 "Ampliación de la S/E Kimal 220 kV (IM)" está originando una duplicidad de funcionalidades. | | |
| 23-2 | Propuesta de ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM) Seccionamiento de línea 2x220 kv Charrúa – Central Santa María en s/e Patagual 220 kv (IM) | Funcionalmente, la obra Seccionamiento de línea 2x220 kv Charrúa – Central Santa María en s/e Patagual 220 kv (IM) surge como apoyo al suministro del Gran Concepción debido, entre otras cosas, por el retiro de central Bocamina II. | Considerando el costo de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, es necesario evaluar otras opciones que | Ver respuesta a las observaciones 14-1, 16-2 y 22-15.<br><br>Adicionalmente, es conveniente señalar que la línea individualizada en la observación, y que será |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | En la sección 3.1.9.5 del ITP 2022 se indica:<br><br>“El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley.”<br><br>El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado.”<br><br>Ver<br><br>Dado que la propuesta implica la nacionalización de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha obra, que serán pagados directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Se debe considerar que la obra a nacionalizar fue construida funcionalmente para evacuar la inyección de 2 centrales a carbón de 350 MW y posiblemente está sobredimensionada para los requerimientos del Gran Concepción. | puedan ser más eficientes. | intervenida mediante la obra de expansión en cuestión, prestará utilidad no solo para el abastecimiento de la demanda del Gran Concepción en forma segura y con atributos de resiliencia, sino que, además, permitirá contar con un nuevo punto de conexión para desarrollos de generación en la zona. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Luego, si se consideran los costos de la línea Santa María – Charrúa, es posible que sean más eficientes otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea. | | |
| 23-3 | Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa en s/e Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual | Funcionalmente, la obra Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa en s/e Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual, surge como apoyo al suministro del Gran Concepción debido, entre otras cosas, por el retiro de central Bocamina II.<br><br>En la sección 3.1.10.5 del ITP 2022 se indica:<br><br>“El proyecto considera la expansión de instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión dedicado para la conexión de la obra de ampliación del Sistema de Transmisión Nacional descrita en el presente numeral. De acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 87° de la Ley, las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92° de la Ley. El proyecto interviene las siguientes instalaciones del sistema de transmisión dedicado. (...)”<br><br>Dado que la propuesta implica la nacionalización de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, la evaluación económica debe considerar los costos asociados a dicha | Considerando el costo de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, es necesario evaluar otras opciones que puedan ser más eficientes. | Ver respuesta a las observaciones 14-1, 16-2 y 22-15. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | obra, que serán pagados directamente por todos los clientes del sistema.<br><br>Luego, si se consideran los costos de la línea Lagunillas – Arauco MAPA, es posible que sea más eficiente otro tipo de soluciones, incluso un sistema de almacenamiento para hacer frente a los periodos de sobrecarga que se han previsto en caso de falla de una línea. | | |
| 23-4 | Consideración de mínimos técnicos de generación en la evaluación | Dentro de las observaciones al proceso de expansión 2021, Collahuasi indicó (observación E15-01):<br><br>“Se requiere validar los siguientes aspectos respecto de la incorporación de un sistema de almacenamiento propuesto:<br><br>[…]<br><br>4. Si la CNE ha incorporado en la modelación restricciones de mínimos técnicos, partida y parada de unidades térmicas, y servicios complementarios que son restricciones adicionales que dificultan la reducción de costos sistémicos en un contexto de alta integración de energía renovable. La correcta incorporación de dichos factores puede limitar los beneficios percibidos del sistema propuesto. “<br><br>Ante dicha observación, la CNE respondió:<br><br>“En relación a la modelación de restricciones a la operación de instalaciones de generación (mínimos técnicos, tiempos de partida/detención, etc.), éstas no | Realizar la evaluación considerando los mínimos técnicos de las centrales. Si ello cambia la expansión de generación, realizar las evaluaciones que corresponda para verificar la pertinencia de las obras asociadas a Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur. | Ver respuesta a observación 16-5. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | han sido incorporadas en los análisis, en particular, en atención a las limitaciones propias del modelo utilizado por esta Comisión, lo que no hace posible incorporar en forma directa estas restricciones."<br><br>La no consideración de mínimos técnicos lleva a sobrestimar los beneficios de las obras de transmisión en un contexto de alta integración de energía renovable, en la medida que se proyecten niveles de generación no factibles.<br><br>El aspecto mencionado es relevante para las expansiones que se derivan de un supuesto alto nivel de integración eólica en la zona sur, particularmente en el caso de las obras asociadas a Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur. | | |
| 23-5 | Nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores síncronos | En la Sección 8.2.1 del ITP se indica: "Esta obra tiene como propósito garantizar las condiciones mínimas de fortaleza de red requeridas para la correcta operación de la futura Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, actualmente en ejecución."<br><br>En la sección 3.2.1.1 del ITP se indica, respecto de los objetivos del proyecto, lo siguiente: "El nuevo sistema de compensación deberá ser dimensionado de forma tal de aportar un monto equivalente a, al menos, 4.600 MVA de potencia de cortocircuito en las barras de 220 kV de la S/E Conversora Kimal, con el objetivo de mejorar los niveles de fortaleza de la red en dicha barra del sistema."<br><br>En la evaluación de la línea HVDC se consideraron los | Excluir nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores síncronos. | Ver respuesta a observación 16-7. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | requerimientos establecidos en la LGSE, Artículo 87, que establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de manera eficiente. Luego, todos los aspectos relacionados al funcionamiento de la línea HVDC debieran estar incluidos en la evaluación del proyecto HVDC y no ser parte de expansiones posteriores.<br><br>Por lo demás, el Coordinador, mediante Informe SSCC 2023, definió los requerimientos de fortaleza de red como un SSCC de control de tensión. Luego, si el servicio de control fortaleza de red ha sido definido como un SSCC de control de tensión, no debiera ser licitado como una obra nueva de transmisión.<br><br>Adicionalmente:<br><br>1. El plazo de desarrollo de condensadores síncronos es menor a 5 años. Las condiciones de fortaleza de red cuando entre en servicio la línea HVDC son inciertas y actualmente la CNE no ha desarrollado los estudios para evaluar correctamente las necesidades de fortaleza de red en el sistema.<br><br>2. En caso de ser necesaria nueva infraestructura, tal como ha definido el Coordinador, el requerimiento de fortaleza de red en una subestación específica se puede satisfacer con infraestructura en distintas subestaciones, no sólo en una subestación. Por lo tanto, en vista de una | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | mayor competencia, se debería permitir que los oferentes desarrollen infraestructura en diferentes subestaciones para cumplir la funcionalidad requerida. | | |

# Anexos Empresa 23

*Figura 56*

**Tabla 3.3: Instalaciones dedicadas intervenidas en el proyecto Seccionamiento de línea 2x220 kV Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad de línea 2x220 kV Lagunilla**

| Instalación | Propietario |
|---|---|
| Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA | Arauco Bioenergía S.A. |

# E24 – Anglo American

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 24-1 | General | Se observa en general que en el informe no se desarrollan las evaluaciones de los proyectos de acuerdo a los criterios definidos en el Decreto N°37 que aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión. En efecto, el reglamento considera diferentes etapas secuenciales a las cuales los proyectos deben sujetarse. Cada etapa tiene sus requisitos para seguir a la siguiente o excepcionalmente saltarse unas etapas bajo ciertas condiciones particulares, para así analizar la pertinencia de ser incluida dicha obra en el plan de expansión.<br>De esta manera, por ejemplo, una obra que se evalúa por eficiencia operacional y que no cumple los requisitos, puede ser analizada en la siguiente etapa por otro criterio, debiendo ser evaluada particularmente con los criterios de esta otra etapa. Así, cada etapa o análisis tiene sus criterios objetivos. Estos análisis secuenciales son, según el reglamento, los siguientes:<br>a. Análisis Preliminar;<br>b. Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional;<br>c. Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio;<br>d. Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión;<br>e. Análisis Económico de los Proyectos de Expansión;<br>f. Análisis de Resiliencia;<br>g. Análisis de Mercado Eléctrico Común; y<br>h. Conformación del Plan de Expansión<br>En particular, hemos notado que este análisis secuencial por etapas no se ha realizado correctamente. Por ejemplo, los criterios en la sección PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA se hace referencia a | Se solicita realizar las evaluaciones en forma secuenciada y separada por cada uno de los criterios establecidos en el Reglamento de la Transmisión (DS37- 2019).<br>Además, se solicita explicar los criterios utilizados con y sin proyecto, para cada uno de los respectivos análisis. Así, por ejemplo, si se evalúa una obra por mejora en la calidad de servicio, entonces demostrar que en el caso base no se estaría cumpliendo la Norma Técnica respectiva y la consecuente mejora con el proyecto.<br>También se solicita indicar cómo se está desarrollando la evaluación de los proyectos, explicitando los supuestos en cada caso e indicar las normas en el Reglamento de la Transmisión que establecen dicha forma de evaluación. | Ver respuesta a la observación 22-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | varios de estos criterios de diferentes etapas, sin distinguir claramente los eventuales beneficios encontrados según cada una de las etapas o análisis que deben ser realizados. Para poder realizar un análisis de los fundamentos que tiene la incorporación de cada obra en el plan de expansión es necesario que se describa cómo se ha realizado este proceso de análisis secuencial. | | |
| 24-2 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>1) No se publican gráficos con la utilización esperada de los tramos de transmisión. No se muestra la utilización de los proyectos durante los años posteriores a la puesta en servicio | 1) Se solicita incorporar gráficos en el informe con la utilización esperada de los tramos de transmisión evaluados por eficiencia operacional. | Ver respuesta a la observación 22-2. |
| 24-3 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>2) No se indica en el informe los límites de transmisión utilizados en los casos con y sin proyecto. | 2) Se solicita indicar en el informe los límites de transmisión utilizados en los casos con y sin proyecto, para cada evaluación realizada en plan de expansión. | Ver respuesta a la observación 22-3. |
| 24-4 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>3) No se incluye en los análisis la evaluación de costos operacionales para determinar la conveniencia económica de ejecutar un proyecto. En particular, no se consideran los despachos por servicios complementarios y los despachos a | 3) Se solicita indicar cómo la CNE avanzará en la modelación de los efectos de los SSCC y despachos a mínimos técnicos, para recoger los efectos observados. Se agradece indicar metodología y plazos contemplados. | Ver respuesta a la observación 22-4. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | mínimo técnico por problemas de inflexibilidad de las máquinas térmicas. Estas variables pueden tener los siguientes efectos: (i) en algunos casos se podría estar subestimando el costo de operación del sistema, puesto que terminada obra puede requerir de la operación del sistema más recursos técnicos de servicios complementarios; (ii) en otros casos, se podría estar sobrestimando la diferencia de costo de operación entre los casos con y sin proyecto, puesto que el aumento de 1 MW de capacidad de transmisión siempre estaría asociado a la posibilidad de bajar 1 MW de generación, en circunstancias que esa reducción podría ser técnicamente no posible, como en el caso de mínimos técnicos. | | |
| 24-5 | 8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL | Se observa que en el desarrollo de las evaluaciones realizadas no se tiene a la vista aspectos relevantes para realizar un correcto análisis de la conveniencia de ejecutar o no un proyecto o conjunto de obras, ya sea por partes o como conjunto.<br>4) No se incluye en los análisis la evaluación de fortaleza de red en la zona sur del sistema. Llama la atención que se visualice la posibilidad de transmitir miles de MW en 500 kV desde Puerto Montt, los cuales estarían conformados principalmente por energías renovables. | 4) Se solicita incluir en los análisis los costos de inversión de todas las obras necesarias para el desarrollo de un proyecto, en particular aquellas asociadas a SSCC por fortaleza de red. | Ver respuesta a la observación 22-5. |
| 24-6 | 8.1.1 ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO - SUR | La evaluación de este proyecto se encuentra ubicada en la sección “PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL”. Como se indica en la sección 8.1.1, el proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro - Sur” consiste en el desarrollo de 11 obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional. Se identifican, como parte del proyecto, las siguientes:<br>1. Nueva S/E Digüeñes (Nueva Mulchén). | A continuación se presentan observaciones con la misma numeración que la respectiva observación que la motiva:<br>1) Se solicita evaluar económicamente en forma separada al menos los siguientes desarrollos de línea, con sus respectivas | Ver respuesta a la observación 22-6. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 2. Seccionamiento línea 2x220 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad líneas 2x220 kV Mulchén - Digüeñes y 2x220 kV Digüeñes - Los Notros 3. Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes.<br>4. Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV y 220 kV (IM).<br>5. Nueva línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli.<br>6. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM).<br>7. Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM).<br>8. Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo.<br>9. Ampliación en S/E Tineo (NTR ATMT) y nuevo patio 500 kV (IM).<br>10. Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM).<br>11. Tendido de segundo circuito de línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa.<br><br>Ver Figura 57 y Figura 58.<br><br>Se observa en general que la evaluación económica por el criterio de eficiencia operacional no cumple con los criterios desarrollados durante las sucesivas versiones del plan de expansión, algunos de ellos validados por dictámenes del Panel de Expertos:<br>1) Se ha realizado una evaluación económica conjunta de 11 proyectos por un total de 718 millones de dólares, con plazos de desarrollo muy dispares que van desde 24 hasta 84 meses, a lo largo de 800 kilómetros del sistema de transmisión, sin verificar si es más económico realizar un desarrollo por partes o en etapas. Más aun, primero se realiza la evaluación de un adelanto “tabla 8.1” del proyecto (con entrada en 2029) | subestaciones 500/220 kV, sin perjuicio de que se deban evaluar otras combinaciones, resguardando la eficiencia económica en el desarrollo del sistema:<br>a. Tramo Charrúa – Ancoa – Digueñes,<br>b. Si el tramo a) resulta económicamente conveniente, luego evaluar el tramo Digueñes – Pichirropulli, dado que el tramo a) existen en el caso “sin proyecto”.<br>c. Si los tramos a) y b) resultan convenientes, evaluar el tramo Pichirropulli – Puerto Montt dado que los tramos a) y b) existen en el caso “sin proyecto”.<br>2) Se solicita evaluar la alternativa de ejecutar el tramo Charrúa – Digüeñes – Pichiropulli energizado en 220 kV, y aplazar la decisión de energizar en 500 kV para el Plan de Expansión 2023.<br>3) Se solicita evaluar todo el proyecto en 220 kV para determinar si procede el reemplazo del proyecto aprobado por el propuesto para las diferentes etapas.<br>4) Se solicita analizar la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, de la subestación, de tal | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | asumiendo desde ya que la evaluación completa del proyecto "tabla 8.3" (con entrada en 2032) es conveniente. En este caso<br>tanto o más claro que el proyecto debe ser analizado por partes, de lo que fue en el caso de la obra "Ampliación S/E Parinas" en el Plan de Expansión 2020, que es un caso de proyectos ubicados geográfica y eléctricamente en serie, donde la ejecución o no de uno puede condicionar los beneficios de ejecutar el otro. En otras palabras, en las evaluaciones económicas se debe resguardar que los beneficios netos positivos de proyecto no estén subsidiando los costos de otro.<br>2) No se ha considerado la posibilidad de ejecutar el tramo Entre Rios – Digüeñes – Pichiropulli energizado en 220 kV, y aplazar la decisión de energizar en 500 kV para el Plan de Expansión 2023.<br>3) Dado que este proyecto reemplaza al proyecto de línea de 500 kV energizado en 220 kV, el informe debe mostrar los beneficios de la evaluación económica de realizar este proyecto energizado en 220 kV y compararlo con los beneficios de realizarlo directamente en 500 kV. Metodológicamente es necesario hacer esta evaluación para justificar la excepcionalidad de este cambio, según lo detallado en el artículo 75 del Reglamento de la Transmisión. Este artículo exige que sea excepcional y por razones económicas, por lo que necesariamente debe existir la evaluación de los beneficios considerando que el sistema al sur de Charrúa se desarrolla energizado en 220 kV.<br>4) No se ha analizado la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, que son 2, 3 o 4 dependiendo de la subestación, de tal forma de determinar si es | forma de determinar si es económicamente conveniente atrasar la decisión de ejecutar uno o más de ellos.<br>5) Se solicita no incluir las obras que no son parte de la ruta crítica.<br>6) Se solicita incluir en la evaluación el costo de los equipos de compensación serie u otros necesarios para alcanzar la capacidad de transmisión utilizada en la evaluación económica.<br>7) Se solicita entregar una tabla con los proyectos, sus características (año de puesta en servicio, Subestación de conexión, tipo y MW) para los casos con y sin proyecto, de las alternativas evaluadas en los puntos anteriores.<br>En caso de que no se evalúen los diferentes proyectos solicitados, se solicita eliminar del plan de expansión las obras respectivas, ya que no se cumpliría con el criterio de eficiencia operacional. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | conveniente atrasar la decisión de ejecutar uno o más de ellos.<br>5) Por lo demás, tampoco es necesario tomar la decisión de algunas obras de este grupo en el presente plan de expansión, ya que son obras que tienen tiempos de ejecución significativamente menores a la ruta crítica. Por ejemplo, la decisión de cuántos trafos instalar es posible tomarla una vez que se vaya desarrollado la generación y se vaya determinando la necesidad de transformación con los flujos proyectados con mucho mejor información.<br>6) Los proyectos de 500 kV no cuentan con equipos de compensación serie, u otro tipo de compensación, en particular el tramo Digueñes – Pichirrupulli que tiene una extensión de 280 km aprox. Mismo caso para Pichirropulli - Puerto Montt. Los proyectos deben considerar todos los costos en su evaluación.<br>7) No se indica dónde se conectan los proyectos de generación. Se solicita incorporar una tabla en el informe mostrando donde se conectan los proyectos de generación por año y por subestación, para el caso con Proyecto y sin Proyecto. Esta observación aplica para todos las solicitudes de evaluación antes detalladas. | | |
| 24-7 | 8.1.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA | La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.<br><br>Ver Figura 59. | Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV LAS PALMAS – CENTELLA”, en atención a que no produce beneficios económicos esperados en su entrada en servicio en 2026 y porque no se explicaron los supuestos para evaluar y modelar | Ver respuesta a la observación 22-7. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Por otro lado, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):<br><br>Ver Figura 60.<br><br>Al respecto, hacemos presente que el proyecto no entrega beneficios en el año de entrada en servicio, es decir, en 2026, por lo que debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso. En particular, destacamos que tampoco muestra beneficio para la mayoría de los escenarios de 2030 a 2035.<br>Dada la variabilidad y los bajos beneficios, se solicita explicitar cómo se modeló esta obra en el OSE, ya que este software no modela este tipo de instalaciones y clarificar en detalle los supuestos. | esta obra. El criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los Dictámenes 02-2020 y 07-2021. | |
| 24-8 | 3.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICA<br>y<br>8.2.1 NUEVO SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS | El proyecto referido se analiza en el capítulo 8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO. Al respecto, se observa lo siguiente:<br>De acuerdo a esta Comisión, la obra de condensadores sincrónicos se justifica por el déficit de corriente de cortocircuito; sin embargo este mismo requerimiento fue detectado por Coordinador, con lo cual justificó la instalación de condensadores síncronos como un requerimiento de Servicios Complementarios.<br>Dado que sería un Servicio Complementario, corresponde entonces que este requerimiento sea evaluado siguiendo los pasos y requisitos de la regulación de los SSCC. Lo anterior, ya que principalmente esta regulación considera la justificación | Se solicita eliminar del plan de expansión la obra “Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónica” toda vez que de acuerdo con la aplicación de la normativa que ha realizado el Coordinador y la CNE, la potencia de cortocircuito para fortaleza de red es un Servicio Complementario, y no infraestructura de transmisión.<br>Si esta Comisión decidiese perseverar en la idea de que la obra es una | Ver respuesta a la observación 22-8. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | del servicio, un informe que cuantifique el servicio, la posibilidad de observar por parte de los interesados tanto el estudio como los informes que realice el Coordinador, etc. Es decir, si la CNE incorpora esta obra como parte del plan de expansión de la transmisión, ello implicaría:<br>(i) No utilizar el camino establecido en la regulación para aprobar este tipo de obras.<br>(ii) No realizar estudios en profundidad respecto de los requerimientos técnicos y económicos asociados a la prestación de este servicio. Cabe precisar que los análisis realizados por el Coordinador para determinar los requerimientos son profundamente más detallados y profundos que los realizados por la CNE en el presente plan de expansión<br>(iii) Consistente con lo señalado en (ii) no poder observar los estudios que efectivamente deben realizarse para recomendar este tipo de obras. La regulación entrega la posibilidad a los interesados de realizar observaciones a estos estudios cuando los realiza el Coordinador, por lo que incorporarlos en la planificación limita los derechos de los interesados.<br>Además de lo señalado anteriormente, tampoco se ajusta la incorporación de esta obra al plan de expansión por las siguientes razones:<br>(a) Porque no se ha evaluado conforme a los requisitos exigidos en el artículo 89 del Reglamento. En efecto, este señala lo siguiente:<br>“La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. | infraestructura de transmisión, el proyecto igualmente debe ser eliminado en cuanto la inclusión del proyecto en el plan de expansión (i) no cumple con el inciso cuarto del artículo 89 del Reglamento de Trasmisión (ii) la decisión de inversión puede ser aplazada un año, y<br>(iii) No está correctamente dimensionada.<br>Para el caso en que aún decida perseverar con la incorporación de la obra, se solicita dimensionar correctamente los requerimientos, considerando<br>(i) Las instalaciones existentes y futuras que operarán en condiciones especiales de mínimo técnico, de manera de evaluar si el sobrecosto justifica la inversión.<br>(ii) La operación por SSCC que debe realizar el Coordinador, ya que estas unidades de todas maneras van a estar despachadas.<br>(iii) No considerar el criterio N-1 en infraestructura. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión."<br>Esta regla exige a la CNE evaluar aquellas obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda, para lo cual podrá considerar la tasa de salida, el costo de falla o los registros históricos de falla y la densidad de la demanda.<br>Sin embargo, esta Comisión no presenta ninguna evaluación, sino que sólo estima un requerimiento producto de que una instalación licitada no fue evaluada correctamente. En efecto, se da cuenta de que para el correcto funcionamiento del proyecto HVDC por temas de fortaleza de red se requieren inversiones por 285 millones de dólares adicionales a los 1.176 millones de dólares estimados inicialmente por la CNE. Lo anterior implica que la evaluación económica del proyecto HVDC no estaba completa. Insistimos en esta ocasión en que en los planes de expansión se deben evaluar todos los costos de inversión y operación que sean relevantes para la mejor toma de decisión. En el caso del proyecto HVDC vemos que se omitió un costo de inversión relevante, así como para el caso del proyecto BESS Parinas – Polpaico insistimos en que se omitió evaluar la diferencia de costo de los servicios complementarios.<br>(b) Porque, tal como lo señala la CNE, no consideró la prestación de aporte de reactivos de las centrales existentes. En efecto, señala la CNE que "[e]n dicho documento se indica | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | que el mínimo valor de potencia de cortocircuito en el nodo Kimal 220 kV alcanzaría los 7.506 MVA, monto que, de acuerdo a las estimaciones que ha realizado esta Comisión, no se alcanzaría en la medida en que no se considere un despacho forzado de unidades de generación sincrónicas, particularmente en las cercanías de la S/E Kimal".<br>Sin embargo, la CNE debe evaluar si es más conveniente despachar las unidades y asumir el costo de operación a mínimo técnico o invertir en condensadores síncronos. Este análisis fue realizado por el Coordinador para justificar su licitación ya que debe considerar los recursos disponibles. Por ejemplo, no queda claro si en dichas estimaciones consideró las centrales que podrían quedar despachadas a mínimo técnico de todas formas por sus propios problemas de flexibilidad, o las centrales que de todas formas podrían estar despachadas por requerimientos de control de frecuencia en la zona.<br>Por último, es importante destacar los siguiente:<br>· Que de acuerdo con el decreto 1T del 7 de enero de 2022, el plazo de ejecución del proyecto "NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL - LO AGUIRRE" es de 84 meses contados desde el 7 de mayo de 2022, es decir, el 7 de mayo de 2029. Por otro lado, de acuerdo con los plazos del proceso de planificación, licitación y publicación de decreto que fija los derechos de ejecución y explotación, la fecha estimada de entrada en operación para el proyecto "Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónica" es marzo de 2028 (36 meses desde marzo de 2025). Considerando lo anterior hacemos presente que:<br>o Aun cuando se considerase infraestructura de transmisión, no corresponde incluir este proyecto en el presente plan de | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | expansión ya que la decisión de inversión puede ser aplazada un año al próximo plan de expansión, con mejor información. o Siendo un Servicio Complementario, y en atención a los plazos involucrados en la definición de requerimientos de esos servicios, la licitación de infraestructura como SSCC se podría atrasar más de un año.<br>· Que se está recomendando una obra que no se encuentra dimensionada, dejando complemente abierto el monto de inversión, y no estableciendo un marco mínimo al cual el Coordinador deba sujetarse para eventualmente licitar la infraestructura.<br>· Que además el dimensionamiento de la infraestructura propuesta por la CNE incorpora un criterio N-1, siendo que la actuación de esta infraestructura ya responde a una contingencia (un cortocircuito), por lo que el monto del requerimiento respondería a una doble contingencia. En efecto, el Coordinador en su estudio para recomendar la compensación reactiva considera una inversión sin criterio N-1, validando esta observación. | | |
| 24-9 | 8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E EL ALGARROBAL 220 KV (IM) | En el informe se indica que (el subrayado en nuestro):<br>“El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Algarrobal, con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región de Atacama, en particular la comuna de Vallenar.<br>Es del caso indicar que esta instalación ha recibido propuestas para su expansión por motivos de acceso abierto, tanto en el presente proceso como en años anteriores, consolidándose como un punto de interés para la conexión de proyectos de generación (en particular), situación que coincide con el propósito original | Se solicita eliminar del Plan de Expansión 2022 el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E EL ALGARROBAL 220 KV (IM)”, toda vez que, por el análisis expuesto en la observación, este no cumple con el artículo 71 del Reglamento de Transmisión. | Ver respuesta a la observación 22-9. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | con la que fue incorporada al sistema de transmisión."<br>Al respecto, se observa que la CNE no indica qué entiende por y cómo cuantifica "potencial energético", y cómo concluye que es conveniente desarrollar una ampliación en S/E Algarrobal, en lugar de hacerlo en otras subestaciones.<br>En la siguiente tabla se muestran los proyectos con solicitud de punto de conexión a la S/E Algarrobal, de acuerdo con el sitio web del Coordinador. A la fecha hay 1.725 MW autorizados para declararse en construcción (5 proyectos), o declarado en construcción (1 proyecto). Adicional a lo anterior, se visualizan 3 proyectos con rechazo de SAC, entendemos que por falta de puntos de conexión.<br><br>Ver Figura 61.<br><br>Al respecto, no vemos que se encuentre fundado por parte de la CNE el invertir en ampliar el número de posiciones para la conexión de proyectos a este punto específico del sistema, donde se produciría alto vertimiento de energía por la elevada potencia a conectar, por insuficiente capacidad en las líneas de transmisión de 220 kV conectadas a S/E Algarrobal. Cabe señalar que el plan de obras de generación elaborado por la misma CNE, en sus 5 escenarios, no incluye más de 250 MW de generación en esta barra hasta el año 2042. | | |
| 24-10 | 8.3.3 AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV | En el informe se indica que:<br>"Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en las unidades de la S/E San Juan, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en las dos unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación…".<br>Sin embargo, en la Figura 62 se observa que sólo uno de los | Se solicita eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV", toda vez que no se | Ver respuesta a la observación 22-10. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV | dos transformadores alcanzaría una cargabilidad mayor a 85%. Si se redistribuye la carga entre los transformadores, se podría aplazar la decisión de inversión en un nuevo transformador en al menos un año. | cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima de las instalaciones de esta subestación, y no se ha justificado por parte de la CNE alguna excepción, conforme lo señala el literal "a" del artículo 88 del Reglamento de Transmisión. | |
| 24-11 | 8.3.5 NUEVA S/E MONTEMAR Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV REÑACA – BOSQUEMAR, CONEXIÓN DE LÍNEAS TAP REÑACA EN S/E MONTEMAR 110 KV (2BP+BT) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR | Este proyecto se analiza en la sección 8.3 correspondiente a Proyectos de Expansión para el Abastecimiento de la Demanda (es decir, criterio de suficiencia). De acuerdo con lo indicado por la CNE, este proyecto se justificaría en el nivel de cargabilidad proyectado para los transformadores Reñaca 110/12 kV I y II.<br>La CNE indica además que:<br>"Asimismo, como complemento a la nueva S/E Montemar, y con el objetivo de mejorar las condiciones de seguridad en el suministro eléctrico de la zona, esta Comisión propone el refuerzo de la actual línea 1x110 kV Concon – Tap Reñaca (la cual, luego de la construcción de la nueva subestación, pasaría a ser 1x110 kV Concon – Montemar), con el objetivo de aumentar su capacidad de transmisión a al menos 98 MVA a 35°C con sol."<br>Es decir, la CNE incorpora como parte de este proyecto el "AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR" por criterio de seguridad, sin realizar evaluación alguna al respecto, en los siguientes términos establecidos en el artículo 89 del Reglamento de Transmisión:<br>"La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento<br>de la demanda considerando la disminución de energía no | Se solicita eliminar del proyecto las obras de AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 1X110 KV CONCÓN – MONTEMAR, toda vez que su recomendación no ha sido justificada por criterios de seguridad, como lo establece el artículo 89 del Reglamento de Transmisión. | Ver respuesta a la observación 22-11. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión."<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |
| 24-12 | 8.3.6 NUEVA S/E OLMUÉ Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV OLMUÉ – QUILLOTA, Y AMPLIACIÓN EN S/E QUILLOTA (BS) | En esta sección del informe se indica:<br>"Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima de los transformadores 110/12 kV en la S/E San Pedro, al año 2027, alcanza valores 68% en el transformador de 25 MVA, y de 65% en el transformador de 30 MVA. No obstante, la empresa Chilquinta informa una solicitud de factibilidad de conexión a incorporarse durante el año 2023, la cual considera una demanda máxima de 10 MW. De esta forma, al considerar la materialización del nuevo servicio solicitado, las holguras con las que cuentan los equipos de transformación de la instalación no serían suficientes para atender la demanda, toda vez que la cargabilidad proyectada al año 2027, para cualquiera de las unidades, rondaría el 100%, por lo que se requiere una obra de expansión orientada a mantener el criterio de suficiencia en el sistema."<br>Así, la principal motivación del proyecto, dado que fue evaluado por el criterio de suficiencia, es reducir el nivel de carga de la S/E San Pedro, para que tras concretarse la solicitud de factibilidad de conexión informada por Chilquinta | 1) Se solicita evaluar el proyecto alternativa de ampliar la capacidad de transformación en la S/E San Pedro, y seleccionar la solución más económica para solucionar los problemas de capacidad que se identifiquen.<br>2) Se solicita indicar cuál es el criterio utilizado por la CNE para considerar como gatillante de una obra de transmisión la existencia de sólo una solicitud de factibilidad, por parte de un sólo consumo. | Ver respuesta a la observación 22-12. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | (10MW) no se presenten problemas de cargabilidad en los transformadores de la S/E San Pedro el año 2027. En ese contexto, se observa que:<br>1) No se establecen las razones de por qué se descartaría una ampliación de la S/E San Pedro, que es una solución más económica para los problemas de cargabilidad señalados, ya que esta S/E tiene espacio suficiente para dicha instalación.<br>2) La CNE no señala cuál es el criterio utilizado para considerar como gatillante de una obra de transmisión la existencia de sólo una solicitud de factibilidad, por parte de un solo consumo. | | |
| 24-13 | 8.3.7 NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA SANTA | En esta sección del informe se indica que el proyecto se propone como alternativa a la ejecución de la obra Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) (perteneciente al Plan de Expansión 2019, DS 171/2020), debido a que su licitación ha sido declarada desierta en dos oportunidades. Sin embargo, no se indican las razones de por qué la licitación se declaró desierta, y por qué razón se descarta insistir con una solución en particular considerado que la Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT) sólo considera la instalación de un nuevo transformador, por lo que sería una alternativa mucho más económica que desarrollar una nueva subestación y una nueva línea. | Se solicita eliminar el proyecto "NUEVA S/E MARGARITA Y NUEVA LÍNEA 2X110 KV MARGARITA - AGUA SANTA" del plan de expansión, puesto que existe un proyecto más económico para resolver el problema de suficiencia, y la CNE no ha justificado por qué no es posible lograr la adjudicación del proyecto obra "Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)". | Ver respuesta a la observación 22-13. |
| 24-14 | 8.3.11 AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT) | En la sección señalada se indica que:<br>"Esta obra se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima en la S/E Recoleta, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85% en una de las unidades existentes, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación. En la Figura 63 se muestra la proyección de demanda para la una de las unidades de la subestación." | Se solicita eliminar el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E RECOLETA (NTR ATMT)", puesto que no se cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para los trasformadores de la subestación. Lo anterior, considerando que otros | Ver respuesta a la observación 22-14. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Al respecto, se observa que no se cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para los trasformadores de la subestación, puesto que de acuerdo con el anexo "Analisis radial ITP 2022.xlsx" en la S/E Recoleta existen dos transformadores adicionales con la misma razón de transformación, cuya cargabilidad proyectada es más baja (76%), por lo que se podrían tomar parte de la carga del transformador Recoleta 110/012 II, con lo que no se requeriría un nuevo transformador. | transformadores de la subestación podrían tomar parte de la carga del transformador Recoleta 110/012 II. | |
| 24-15 | 8.3.17 NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - PATAGUAL | Esta obra se incluye bajo el capítulo 8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA. De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL, los proyectos analizados en este capítulo "…se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional)." A continuación en el texto, la CNE describe los criterios de 7.4.3.1 Suficiencia y 7.4.3.2 Eficiencia operacional.<br>Sin embargo, la CNE indica en el numeral 8.3.17 que en condiciones normales no existen problemas de cargabilidad en las instalaciones en cuestión (lineas ni transformadores) y, no obstante, ante la caída de alguno de los circuitos principales de Concepción se produce una sobrecarga en la línea Charrúa – Hualpén 220 kV (Charrúa – Claudio Arrau 220 kV). Frente a esto, la CNE propone esta obra para garantizar el criterio N-1 en Concepción y sus alrededores.<br>Hacemos presente que: | i) Se solicita evaluar correctamente esta obra con el criterio de Eficiencia Operacional, conforme con lo señalado en el punto 4) de la observación, considerando diferentes alternativas de proyectos. En caso de no resultar con beneficio positivo, se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL" del plan de expansión.<br>ii) Se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 | Ver respuesta a la observación 22-15. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 1) Como proyecto de expansión para el abastecimiento de la demanda, la CNE debió evaluar si el proyecto cumplía con el criterio “7.4.3.1 Suficiencia” o el criterio “7.4.3.2 Eficiencia operacional” para recomendar la obra.<br>2) Sin embargo, no demostró que se cumpliera ninguno de los dos criterios, sino que indicó que:<br>a. No detecta un problema de suficiencia: “De acuerdo con las simulaciones realizadas, la cargabilidad máxima de la línea Charrúa –Hualpén 220 kV (Charrúa – Claudio Arrau 220 kV) en el escenario en operación normal es de 83%, lo que es cercano al límite de holgura mínima considerada para mantener el criterio de suficiencia.”<br>b.<br>Sólo requiere una parte de la obra para mantener el criterio N-1: “Con este objetivo, se propone la nueva S/E Patagual, la cual secciona las líneas Santa María – Charrúa 220 kV y Lagunillas – MAPA 220 kV, de<br>modo de crear una nueva ruta de suministro para la demanda del sistema asociado al Gran Concepción. Además, se recomienda el aumento de la capacidad de transmisión de la resultante línea Lagunillas – Patagual 220 kV (parte de la actual línea Lagunillas – MAPA 220 kV) a una capacidad de al menos 500 MVA a 35°C con sol, de manera de mantener el criterio N-1 en dicha línea.”. Al respecto, hacemos presente que el criterio N-1 es una restricción a utilizar en el cálculo de límites de transmisión, los cuales a su vez son luego utilizados para evaluar obras por criterio de eficiencia operacional.<br>3) Llama la atención que no se evalúa la solución de tender el segundo circuito Charrúa – Lagunillas 220 kV para solucionar los problemas que indica detectar. Sin embargo, la propuesta de la CNE es una obra que incluye un seccionamiento, un | KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV<br>LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL” del plan de expansión, puesto que la CNE no demostró la pertinencia de incluirla de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Planificación para obras para el abastecimiento de la demanda. Aún en caso de que la Comisión demuestre que existe un problema de suficiencia, en ese caso debe evaluar cuál es el proyecto más económico para resolver el problema | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | aumento de capacidad de una línea de 220 kV, y transformar líneas dedicadas en servicio público, montos que deben ser incorporados en la evaluación.<br>4) En todos los casos en que existe generación local, es posible realizar una evaluación por Eficiencia Operacional. Para ello, se calcula el límite de transmisión con criterio N-1 sin proyecto, y con proyecto, y luego se ejecuta el modelo OSE para verificar si el eventual despacho de generación local requerido para mantener el criterio N-1 sin proyecto es o no más costoso que realizar la inversión en transmisión. Cabe señalar que la CNE indica que no considera generación local en sus análisis.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |
| 24-16 | 8.3.18 NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO PEDREGOSO | Esta obra se incluye bajo el capítulo 8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA. De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.3 ETAPA DE ANÁLISIS DE SUFICIENCIA Y EFICIENCIA OPERACIONAL, los proyectos analizados en este capítulo "…se aplicaron distintos criterios para determinar la incorporación, o no, de aquellos proyectos analizados en esta etapa, de acuerdo con el tipo de obra y su propósito, de modo de cumplir con los objetivos señalados para esta etapa: abastecer la demanda a clientes finales (suficiencia) o reducir los costos de operación y falla del sistema (eficiencia operacional)." A continuación en el texto, la CNE describe los criterios de 7.4.3.1 Suficiencia y 7.4.3.2 Eficiencia operacional.<br>Sin embargo, en su argumentación la CNE hace referencia a otros criterios u objetivos:<br>· "Permitir el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico comprendido al sur de Coronel, en particular entre | Se solicita eliminar la obra "NUEVA S/E VADO PEDREGOSO 220/66 KV Y NUEVA LÍNEA 2X220 KV MAPA - VADO<br>PEDREGOSO" del plan de expansión, puesto que la CNE no demostró la pertinencia de incluirla de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Planificación para obras para el abastecimiento de la demanda, así como tampoco de acuerdo con otros criterios incluidos en dicho Reglamento.<br>En caso de eliminarse la obra 8.3.17, se solicita eliminar esta obra por estar vinculada. | Ver respuesta a la observación 22-16. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | las SS/EE El Manco y Lebu, asegurando el criterio de suficiencia y seguridad, además de mejorar la estabilidad de tensión en dicho sistema.”<br>Sin embargo, en el mismo texto indica que “Actualmente, el suministro eléctrico del sistema de 66 kV referenciado se abastece desde la S/E Coronel, a través de las líneas Coronel – El Manco 66 kV y Coronel – Andalican 66 kV. Si bien existe criterio de suficiencia por concepto de la capacidad de transmisión térmica de las líneas de 66 kV, no es posible abastecer la demanda máxima proyectada al año 2029 debido a la caída de tensión en las barras terminales, en particular en la S/E Cañete”. Es decir, la CNE reconoce que el problema es de tensión, lo que podría ser abordado mediante compensación de reactivos o también mediante un apoyo de las líneas de 66 kV en la S/E MAPA.<br>· “Otorgar un sistema robusto que permita la conexión de nuevos generadores, aprovechando así el potencial eólico en las comunas de Arauco, Curanilahue y Lebu.” Es decir, en este punto la CNE indica que la obra es funcional a proyectos de generación. Por tanto, como tal debe ser evaluado por eficiencia operacional. La CNE indica que realiza este ejercicio de evaluación económica, sin embargo, en la planilla “Evaluacion Economica General _ITP_Obras_Promovidas.xlsx” se indica que el proyecto es “NUEVA S/E PATAGUAL, SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV CHARRÚA - SANTA MARÍA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS - ARAUCO MAPA EN S/E PATAGUAL 220 KV (IM) Y AUMENTO DE CAPACIDAD DE LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – PATAGUAL”, con un alcance muy superior (Tabla 8.11). | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | · En términos prácticos, la línea propuesta en realidad solo sería para que se conecte nueva generación en el extremo de la línea (Nueva Subestación Vado Pedregoso), por lo que eventualmente procedería que esta fuese evaluada como un Polo de Desarrollo.<br>“Ofrecer un punto de suministro alternativo para abastecer los alimentadores de las comunas de Santa Juana, Nacimiento, Angol, entre otras, aumentando así la resiliencia y seguridad de dicho suministro.”. Si el criterio utilizado para evaluar la obra es la seguridad, entonces la CNE debió realizar un análisis en los términos establecidos en el artículo 89 del Reglamento de Planificación DS 37-2019: “La Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda. La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Sin embargo, dado la misma CNE reconoce que no es un problema de abastecimiento de la demanda, esta justificación no procede.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |
| 24-17 | 8.3.19 APOYO AL ABASTECIMIENTO A LAS COMUNAS DE | Las obras evaluadas bajo este capítulo corresponden a las siguientes (figura 8.38 del ITP):<br>- Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT). | Se solicita eliminar las siguientes obras del Plan de Expansión 2022:<br>§ Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y | Ver respuesta a la observación 22-17. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | VILLARRICA, PUCÓN Y PANGUIPULLI | - Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.<br>- Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan.<br>- Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT).<br>- Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón.<br>- Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT).<br><br>Ver Figura 64.<br><br>En el informe se levantan una serie de problemáticas asociadas a la zona:<br>- Problemas de suficiencia en la LT 2x66 kV Lastarria – Loncoche: Se observa que para la demanda máxima coincidente de la zona en estudio (verano), y sin considerar generación de la central Pullinque, esta LT presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.<br>- Problemas de suficiencia en uno de los circuitos 2x66 kV Loncoche – Villarrica: Se observa que para la demanda máxima coincidente de la S/E Villarrica y S/E Pucón (verano), el circuito de esta línea de transmisión que abastece a la S/E Pucón presentaría una cargabilidades sobre el 85% de su capacidad en el periodo de estudio.<br>- Problemas de estabilidad de tensión en S/E Pucón: Este problema se buscó solucionar con la incorporación de unos BBCC en la S/E Pucón en el Plan de Expansión del 2019, cuyo proceso de licitación ha sido declarado desierto en 2 oportunidades. Por su parte, los problemas de estabilidad | nuevo patio 110 kV (BPS+BT).<br>§ Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén.<br>§ Nueva S/E Rukapillan y nueva línea 2x110 kV Calafquén – Rukapillan.<br>§ Seccionamiento de línea 1x66 kV Villarrica – Pucón en S/E Rukapillan 66 kV (BPS+BT).<br>§ Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho – Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho – Pucón.<br>§ Ampliación en S/E Villarrica (NTR ATMT).<br>Lo anterior, por cuanto la CNE no ha mostrado que es la solución más económica para responder a las problemáticas detectadas por la misma CNE.<br><br>Adicionalmente, eliminar esta obra porque la cargabilidad sería en el año 2029, y no en el año 2027, criterio utilizado en el resto de las obras, pudiendo ser analizado este problema en el siguiente plan de expansión. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | detectados no tienen cómo ser mitigados sin incorporar una obra de expansión, ya que no hay puntos de abastecimiento en nivel de transmisión cercanos, tal que permitan entregar un apoyo a este nodo.<br>- Problemas de suficiencia en el transformador 66/23 kV de S/E Villarrica: Con el crecimiento vegetativo de la demanda asociada a esta subestación primaria de distribución, se observa que al año 2029 se presentarán problemas de suficiencia en el transformador. A continuación, se muestran los resultados de las proyecciones de demanda en esta subestación:<br><br>Ver Figura 65.<br><br>Al respecto, se observa lo siguiente:<br>1) No está claro en el informe por qué no pueden solucionarse los problemas mencionados con el siguiente conjunto de obras, que son más económicas y de menor impacto que las propuestas:<br>a. Construir una nueva línea en 66 kV de S/E Lastarria a Pucón (puede ser de un circuito tendido en estructuras de doble circuito.<br>b. Instalar compensación reactiva en S/E Pucón.<br>c. Instalar un nuevo transformador en S/E Villarrica, o reemplazar uno de los existentes por uno de mayor capacidad. Cabe señalar que la CNE proyecta que evalúa que existiría un problema de capacidad al alcanzarse el 85% de cargabilidad en 2029. Sin embargo para el resto de las obras el criterio es que se alcance en el año 2027.<br>Respecto de esta obra damos por reproducida la observación General. | | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 24-18 | 8.3.20 AMPLIACIÓN EN S/E PURRANQUE (NTR ATMT) | En el ITP se indica que se proyecta que la cargabilidad en la S/E Purranque alcance un 81,4% al 2027, lo cual no cumple con el criterio de cargabilidad de al menos 85% para gatillar una obra de transmisión. Sin embargo, para este caso la CNE propone considerar una holgura de 20% dado que el transformador es de 5MVA, con lo cual justifica la inclusión del proyecto en el Plan de Expansión 2022.<br>A este respecto, el artículo 88 del Reglamento señala que "para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión". En vista de lo anterior, y dado que esta es una excepción, solicitamos justificar fundadamente dicha modificación. | Se solicita justificar el criterio de cargabilidad o en su defecto, eliminar la obra "AMPLIACIÓN EN S/E SAN JUAN 66 KV (BPS), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 2X66 KV PAN DE AZÚCAR – GUAYACÁN EN S/E SAN JUAN 66 KV", toda vez que no se cumple el criterio de exceder el 85% en la cargabilidad máxima de las instalaciones de esta subestación, ya que no se ha justificado por parte de la CNE alguna excepción, conforme lo señala el literal "a" del artículo 88 del Reglamento de Transmisión. | Ver respuesta a la observación 22-18. |
| 24-19 | 7.4.4.1 ENSE | En el numeral citado se indica (el subrayado es nuestro):<br>"La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto de expansión, en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Sin embargo, y a diferencia de los procesos previos de expansión de la transmisión, los valores determinados fueron utilizados de manera indicativa, sin ser estimados en forma exhaustiva para todas las instalaciones de transmisión zonal, así como tampoco se utilizó para efectos de definir, por sí sola, la incorporación de obras por seguridad en el abastecimiento.<br>Lo anterior,<br>fundamentado en atención a la baja efectividad de esta métri ca para efectos de determinar la incorporación<br>de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha, a lo que se suma la considerable disminución del valor del CFCD | Se solicita a la CNE fundamentar el cambio de criterio aplicado. | Ver respuesta a la observación 22-19. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | en el último tiempo, lo que reduciría aún más las posibilidade s de incorporar una obra bajo este enfoque.”<br>Al respecto, se observa que la CNE ha cambiado el criterio que ha venido utilizando varios años para evaluar obras por criterio de seguridad. En términos simples, este criterio consistía en valorizar la Energía No Suministrada a Costo de Falla de Corta Duración (“CFCD”), y si ese costo resultaba mayor al costo de la obra de transmisión, esta se incluía en el Plan de Expansión. En esta ocasión, y producto de la última actualización del CFCD, la CNE ha decidido que dicho criterio ya no es válido “fundamentado en atención a la baja efectividad de esta métrica para efectos de determinar la incorporación de obras en los planes de expansión emitidos a la fecha”. Es decir, por el sólo hecho de que la utilización del nuevo CFCD, determinado en conformidad con la normativa aplicable y validado por la CNE, no gatilla la inclusión de obras en el plan, este debe ser desechado. Hacemos presente que la metodología que venía utilizando la CNE consideraba varios de los elementos mencionados en el inciso cuarto del artículo 89 del Reglamento de Transmisión DS 37-2019: tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión. | | |
| 24-20 | 7.4.4.2 Calidad de Suministro | En el numeral citado se indica:<br>"Asimismo, resulta importante destacar el rol que se espera que juegue a este respecto los análisis a que se refiere el artículo 81 del Reglamento de Planificación, los que serán desarrollados a contar del proceso de planificación anual correspondiente al año 2023."<br>Al respecto, hacemos presente que a la fecha en el sitio web | Estimamos relevante para el buen desarrollo de los futuros procesos de planificación el que los agentes del sector cuenten con oportuna información para realizar sus análisis y observación.<br>Por lo anterior, se solicita publicar la información del proceso de discusión | Ver respuesta a la observación 22-20. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | de la CNE sólo se ha publicado información respecto de las reuniones de kick off. | de la implementación del artículo 81 del Reglamento de Planificación | |
| 24-21 | General | El informe no contiene ningún capítulo que contenga un análisis que de cuenta de que el plan de obra de generación de encuentre adaptado a la demanda. | a) Se solicita incluir en el informe un análisis que de cuenta de que el plan de obra de generación de encuentre adaptado a la demanda.<br>b) Se solicita incluir los costos marginales y generación de los casos con y sin proyecto, en el caso de los proyectos recomendados por criterio de eficiencia operacional. | Ver respuesta a la observación 22-21. |

# Anexos Empresa 24

*Figura 57*

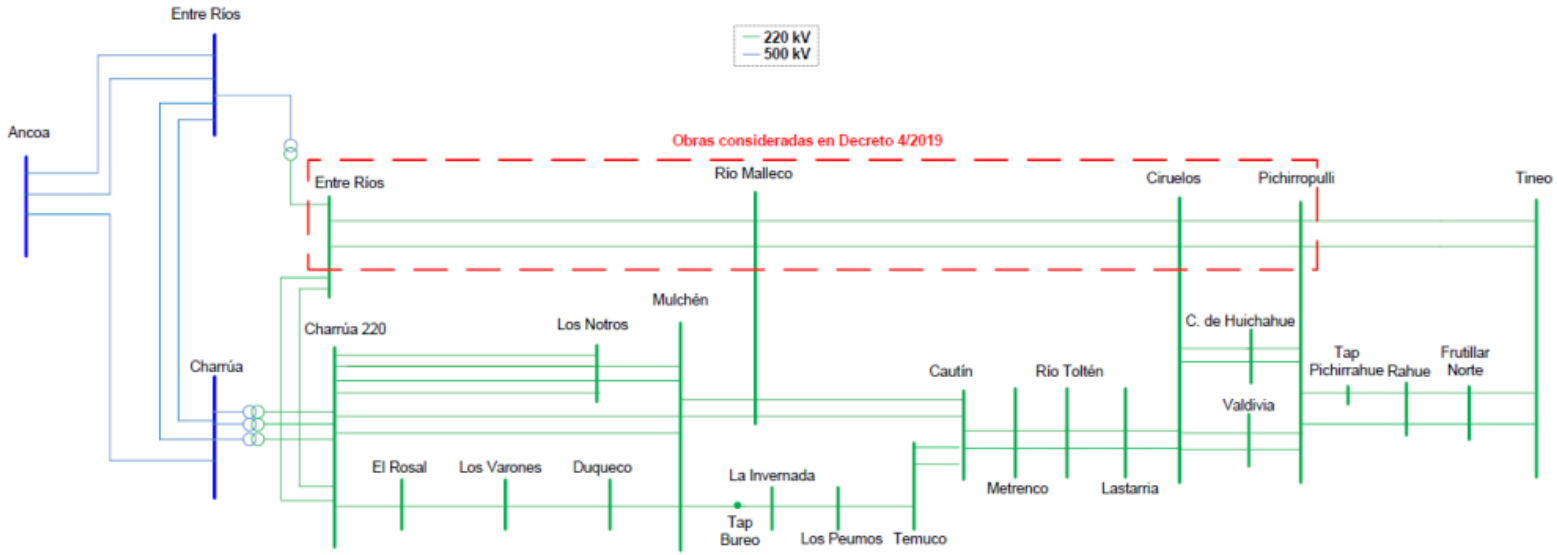


*Figura 58*

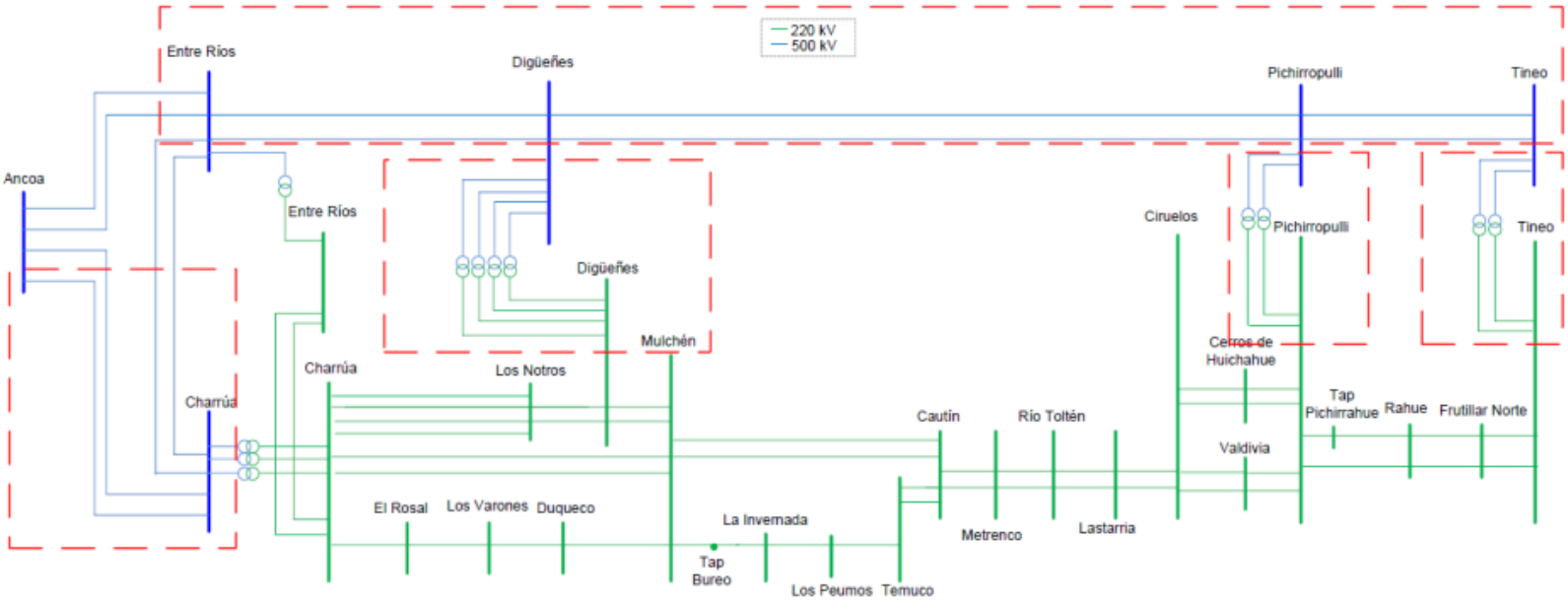



*Figura 59*

| Valor Presente en millones de US$ | Esc 1 | Esc 2 | Esc 3 | Esc 4 | Esc 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| Costo Operacional Sin Proyecto | 14.996 | 23.636 | 17.882 | 14.040 | 29.239 |
| Costo Operacional Con Proyecto | 14.920 | 23.273 | 17.749 | 13.973 | 28.883 |
| Costo Operacional Con Proyecto + AVI | 14.961 | 23.313 | 17.790 | 14.014 | 28.923 |
| Beneficios (Base – Proyecto) | 35 | 323 | 92 | 26 | 316 |

*Figura 60*

| Año | ESC-1 | ESC-2 | ESC-3 | ESC-4 | ESC-5 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | - | - | - | - | - |
| 2023 | - | - | - | - | - |
| 2024 | - | - | - | - | - |
| 2025 | - | - | - | - | - |
| 2026 | - 0,2 | - 0,5 | - 0,5 | - 0,4 | - 0,5 |
| 2027 | 0,8 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,0 |
| 2028 | 1,1 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,2 |
| 2029 | 2,5 | 1,0 | 1,6 | 0,9 | 1,1 |
| 2030 | - 0,8 | - 0,8 | - 0,8 | - 1,1 | - 0,5 |
| 2031 | - 0,6 | - 0,5 | - 0,7 | - 1,1 | - 0,2 |
| 2032 | - 0,9 | - 0,0 | - 0,9 | - 0,7 | 0,2 |
| 2033 | - 0,3 | 0,2 | - 0,6 | - 0,4 | 0,5 |
| 2034 | - 0,7 | 0,2 | - 0,4 | - 0,5 | 0,7 |
| 2035 | - 0,3 | 0,9 | - 0,2 | - 0,4 | 1,4 |
| 2036 | 0,0 | 1,7 | 0,2 | - 0,2 | 3,0 |
| 2037 | 0,2 | 3,1 | 0,6 | 0,3 | 5,1 |
| 2038 | 0,6 | 5,8 | 1,7 | 0,3 | 7,5 |
| 2039 | 0,9 | 8,0 | 2,7 | 0,9 | 9,9 |
| 2040 | 1,2 | 11,2 | 3,2 | 1,0 | 11,2 |
| 2041 | 1,6 | 14,8 | 4,5 | 1,3 | 13,9 |
| 2042 | 2,4 | 21,9 | 6,4 | 2,0 | 20,6 |
| **Total** | **8** | **68** | **18** | **3** | **74** |
| VP Perpertuidad | 28 | 255 | 74 | 23 | 242 |
| Costo con Perpetuidad | 35 | 323 | 92 | 26 | 316 |

*Figura 61*

| Proyecto | Empresa Solicitante | Estado Solicitud | Pot [MW] | Plazo para DC |
|---|---|---|---|---|
| Parque FV Sol de Vallenar | El Sol de Vallenar SpA | Declarado en construcción | 250 | jun-22 |
| Parque Fotovoltaico Ceibo | Eactiva SpA | Autorizado para declararse en construcción | 280 | nov-24 |
| Algarrobal MRP | Andes Mainstream SpA | Autorizado para declararse en construcción | 250 | dic-24 |
| Parque Fotovoltaico Miraflores | Andes Mainstream SpA | Autorizado para declararse en construcción | 270 | dic-24 |
| Parque Fotovoltaico Algarrobal | Grenergy Renovables Pacific Ltda | Autorizado para declararse en construcción | 200 | dic-24 |
| Desierto de Atacama | Copiapó Solar S.A. | Autorizado para declararse en construcción | 475 | |
| Canto del Agua Solar | Factor Energía S.A. | Rechazada | 200 | |
| PFV Tabali Solar | Solarpack Chile Limitada | Rechazada | 250 | |
| Las Cunas | FRV Services Chile SpA | Rechazada | 300 | |

*Figura 62*

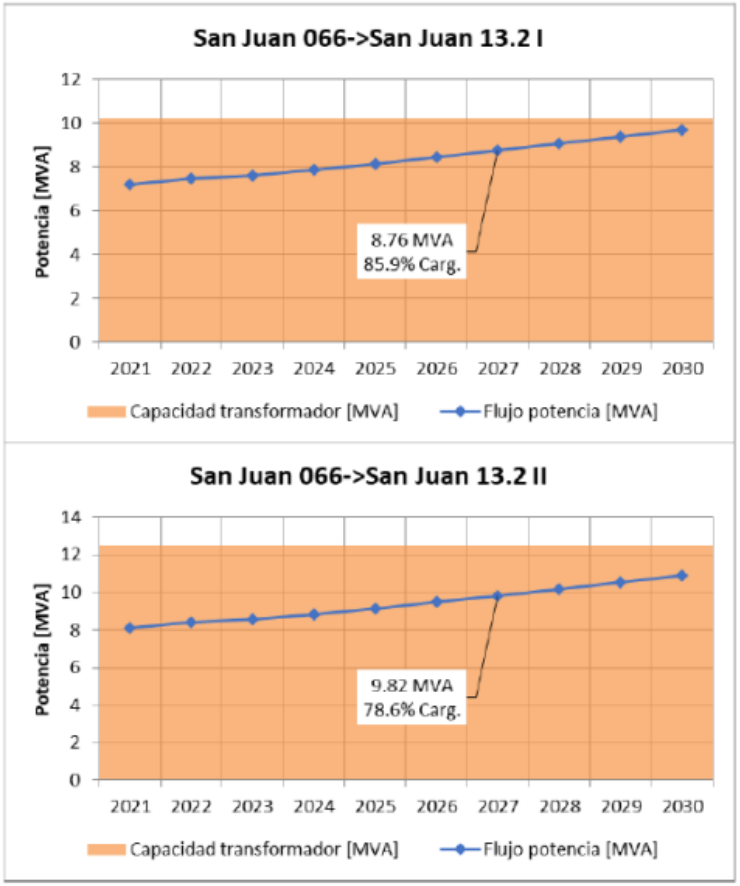

San Juan 066->San Juan 13.2 I
Potencia [MVA]
12
10
8
6
4
2
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
8.76 MVA
85.9% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]
San Juan 066->San Juan 13.2 II
Potencia [MVA]
14
12
10
8
6
4
2
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
9.82 MVA
78.6% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]

*Figura 63*

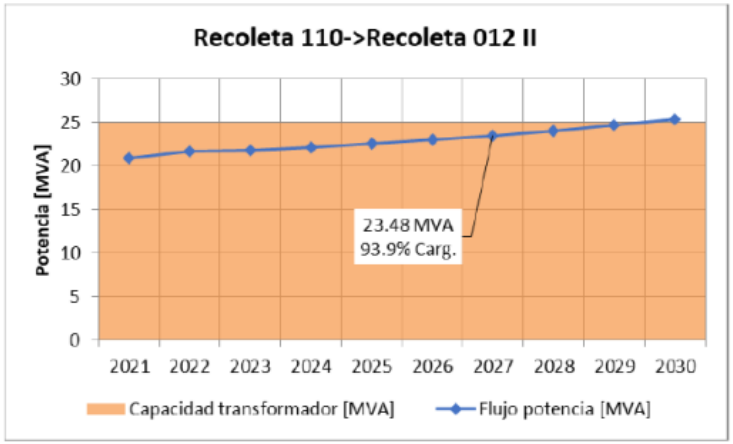



*Figura 64*

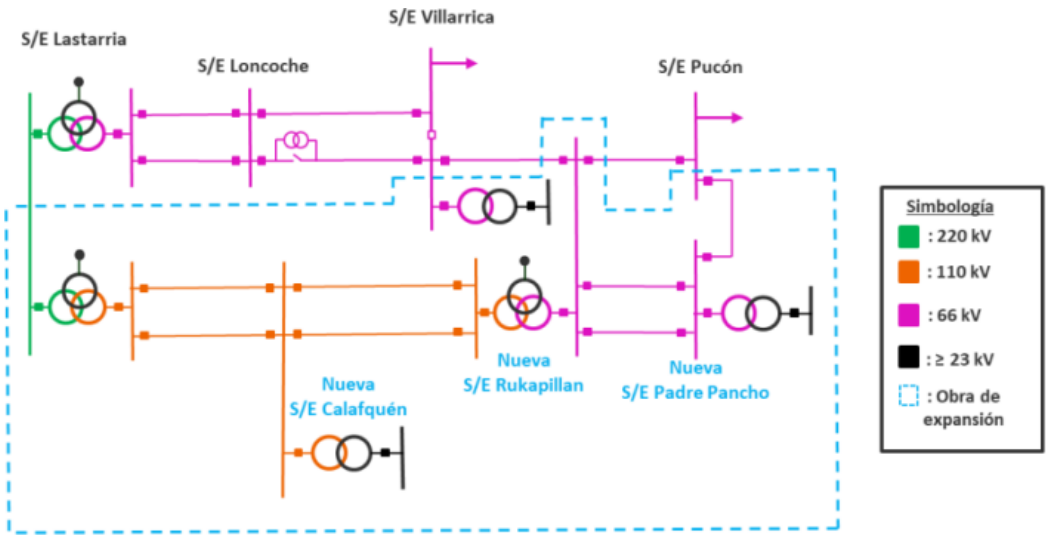
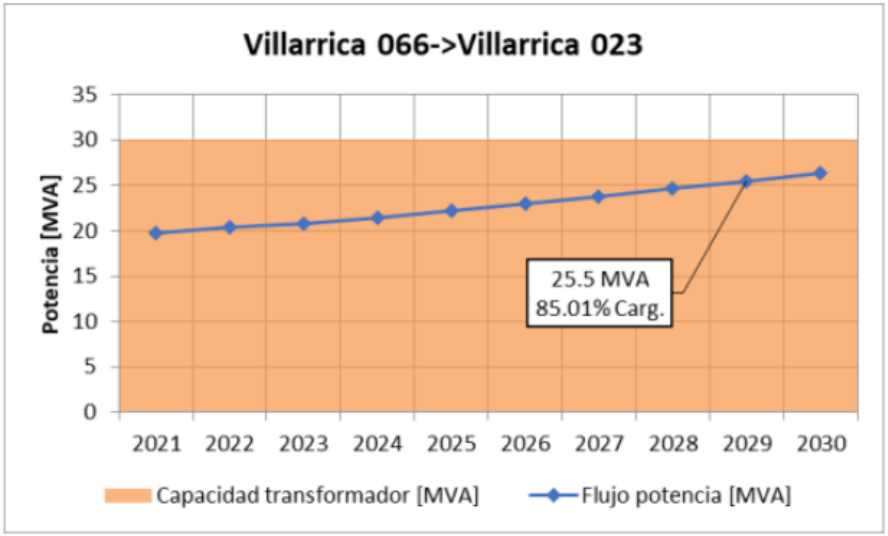


*Figura 65*


Villarrica 066->Villarrica 023
Potencia [MVA]
35
30
25
20
15
10
5
0
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
25.5 MVA
85.01% Carg.
Capacidad transformador [MVA]
Flujo potencia [MVA]

# E25 – Engie

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 25-1 | 7.3.4.1 Ajuste por demanda<br>Del análisis de los resultados se desprende la necesidad de realizar un segundo ajuste, el cual consiste en adicionar centrales de punta (en este caso particular, centrales diésel) con el propósito de incorporar oferta que permita abastecer la demanda del sistema frente a las distintas condiciones de disponibilidad hidrológica y eólica simuladas. | Según lo descrito en el ITP, para hacer converger el modelo se realizaron ajuste de gerenación ubicando unidades diesel en nodos elegidos discrecionalmente por la CNE, de forma de agregar generación para abastecer la demanda frente a distintas condiciones de operación.<br><br>La siguiente tabla muestra la incorporación de unidades de punta (diesel) hecha en la modelación, su nombre, el año de inicio de su operación, el nombre de la barra de conexión y los MW de capacidad.<br><br>Ver Tabla 2.<br><br>Cabe destacar que la mayor parte del aporte de la generación de punta efectuado para la convergencia de balance oferta-demanda, se encuentra geográficamente concentrado en la zona Central. Adicionalmente, la incorporación de unidades diesel en la ventana de tiempo de la década del 2030 no está alineado con los desafios de la transición energética, respecto a la disminución de participación en la matriz de generación de las unidades diesel.<br><br>Es importante señalar que dicha modelación (es decir, agregar en forma discrecional generación diesel en nodos específicos del sistema) podría estar causando un sesgo, ocultando problemas de necesidades de expansión sistema de transmisión debido a la colocación de generación de punta directamente en los puntos donde se requiere suplir demanda. Esto quita nivel de eficiencia a la modelación ya que puede invisibilizar la | Se solicita realizar una sensibilidad dentro de los análisis a ser incluidos en el Informe Técnico Final, para determinar si la ubicación discrecional de las unidades de punta -para lograr la convergencia en la modelación del balance oferta-demanda conlleva o no la invisibilización de necesidades de crecimiento de capacidad de red o nueva infraestructura de transmisión en el ejercicio del Plan de Expansión 2022. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con lo señalado en el informe técnico preliminar, la incorporación de centrales diésel de punta tiene por objetivo proveer de oferta para abastecer la demanda frente a distintas condiciones hidrológicas y eólicas, en aquellos bloques en los que se identifica que el sistema se encuentra más restringido. De acuerdo con los análisis realizados al momento de ajustar el tamaño y ubicación de dichas centrales, no se identifican problemas de invisibilización de necesidades de crecimiento de capacidad de transmisión, las que se detectan a través de todos los análisis que se efectúan en el marco del proceso de planificación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | necesidad, por ejemplo, de sistemas de almacenamiento como parte de la expansión de la transmisión. | | |
| 25-2 | 3.2.1 Nuevo Sistema de compensación reactiva mediante condensadores síncronos | Según se menciona en la descripción general y ubicación de la obra, punto 3.2.1.1 del ITP, el proyecto de instalación de condensadores sincronos deberá conectarse en el patio de corriente alterna de 220kV en la S/E Conversora Kimal, la cual será la cabecera norte del proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre, adjudicado y con fecha estimada de entrada en servicio para el 2029. | Considerando los plazos del proyecto "HVDC Kimal - Lo Aguirre", el proyecto de instalación de condensadores síncronos debería llevarse a cabo en paralelo a la faenas de instalaciones de los equipos de la conversora HVDC e instalaciones en AC asociadas en la S/E Kimal.<br><br>La realización en paralelo de las faenas de instalación de la conversora HVDC y de la instalación de equipos de compensación de reactivos por 4.600 MVA en la S/E Kimal puede tener como resultando problemas en el diseño de ingeniría para la instalación y conexión de la compensación de reactivos, interferencia en la ejecución de las obras civiles, montajes y coordinación general entre la empresa y contratistas a cargo del proyecto de construcción de la conversora HVDC y la empresa que se adjudique la instalación de la obra incluida en el punto 3.2.1.1 del ITP. | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el punto de conexión de la obra en cuestión, de acuerdo con lo solicitado. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | Lo anterior, podría constituir un desincentivo para la realización de ofertas en la licitación del sistema de compensación de reactivos, aumentos de costos efectivamente incurridos del proponente que se adjudique el proyecto, retrasos en la construcción y en la puesta en servicio de los compensación de reactivos. Se solicita realizar los análisis necesarios en el Informe Técnico Final para evaluar otro punto de conexión del proyecto de condensadores síncronos, para evitar interferencias con el proyecto de construcción de la conversora HVDC. | |
| 25-3 | 3.2.1 Nuevo Sistema de compensación reactiva mediante condensadores síncronos | En el punto 3.2.1.2 del ITP, sección "Entrada en operación", el proyecto deberá ser construido y entrar en operación a mas tardar, dentro del plazo de los 36 meses siguientes a la fecha de publicación del decreto de adjudicación. | Considerando las nuevas guías del Servicio de Evaluación Ambiental publicadas en noviembre de 2022, que tienen como requisito realizar 2 campañas en terrenos en estaciones del año opuestas como requisito para presentar una DIA, así como el retraso en las respuesta de distintos servicios públicos para la obtención de permisos sectoriales necesarios para iniciar obras, se solicita ampliar el plazo de ejecución a | Se acoge la observación.<br><br>Se modifica el plazo de ejecución de la obra, de acuerdo con lo solicitado. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | 48 meses para la construción y puesta en servicio del proyecto de compensación de reactivos, con indepedencia de la observación planteada en el puntos 2 anterior. | |
| 25-4 | Criterio de definición de obras nuevas para subestaciones seccionadoras (Puntos 3.2.3, 3.2.5; 3.2.6; 4.2.2; 4.2.4; 4.2.5; 4.2.6; 4.2.7; 4.2.8; 4.2.9; 4.2.10; 4.2.11 y 4.2.12 del ITP) | En el ITP del Plan de Expansión 2022 se ha aplicado un nuevo criterio para definir los límites de las Obras de Nuevas en las subestaciones seccionadoras, incorporándose como Obras de Ampliación (en calidad de condicionadas) los seccionamientos de las líneas existentes para la instalación de la nueva subestación. | Bajo este nuevo criterio, en la mayor parte de los casos, las Obras de Nuevas de subestaciones seccionadoras quedan definidas con un VI referencial menor que las Obras de Ampliación condicionadas (Obras de Ampliación que contemplan la construcción de nuevos segmentos de líneas y sus paños de conexión).<br><br>Para aumentar la probabilidad de éxito de la futura licitación de obras que serán incluidas en Informe Técnico Final y la competitividad económica de las ofertas a ser presentadas por los proponentes, el nuevo criterio aplicado para la definición como proyectos por separado de la subestación seccionadora y del arranque de línea y sus paños de conexión, puede generar desincentivos en la participación y presentación de ofertas en la futura licitación de obras. Lo | Se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con el análisis desarrollado por esta Comisión en base a la observación presentada, se determinó la pertinencia de modificar el criterio señalado en atención a las desventajas que se pueden presentar, especialmente, en términos de restringir la competencia en la instancia de licitación de la obra.<br><br>No obstante, esta Comisión considera pertinente establecer criterios objetivos y fundados para efectos de definir el tipo de obra (nueva o ampliación) y los respectivos alcances de las mismas, lo cual se pretende desarrollar en el marco del proceso de expansión 2023, a efectos de incorporar de buena manera la opinión de la industria y el Coordinador respecto de estos puntos. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | anterior, producto de tener que realizar una oferta por una Obras Nueva con bajo VI (en algunos casos menos de 10 millones de USD) y que, además, se encuentra condicionada a la adjudicación de la obra del seccionamiento de línea, con un VI mayor para el EPC de la Obra de Ampliación que el VI de la Obra Nueva.<br><br>Adicional al posible problema anteriormente indicado, se suma la interdependencia del estado de avance de ambos proyectos, ejecutados eventualmente por contratistas y mandantes distintos, respecto al cumplimiento del hito de realización de pruebas y puesta en servicio de la obra. Específicamente, el proyecto de Obra Nueva podría verse atrasado en su cumplimiento del hito final por algún retraso en el cumplimiento de hitos construcción de la Obra de Ampliación. A mayor abundamiento, el criterio incluido en el ITP podría privilegiar al propietario de la línea a seccionar para la presentación de la oferta | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | para la Obra Nueva.<br><br>Se solicita cambiar el criterio y mantener las obras asociadas a seccionamientos de líneas como Obras Nuevas, tanto para la construcción de la subestación seccionadora como para el arranque de línea de conexión a la línea existente a ser seccionada. | |
| 25-5 | ID: 116<br>ID Obra: 21-15<br>HVDC Parinas - Lo Aguirre<br>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados | En las simulaciones realizadas para evaluar la conveniencia económica en el 50% de los escenarios considerados por la CNE, para su inclusión o no en el ITP, de la propuesta de proyecto HVDC Parinas - Lo Aguirre, se consideran alrededor de 3.100 MW de nuevos proyectos conectados en la S/E Parinas, tal como se indica en la tabla Tabla 7.3 del capítulo 7.3.4 del ITP.<br><br>Este valor de 3.100 MW de conexión de nuevos proyectos en la S/E Parinas se considera que no representa fielmente la intensidad de desarrollo de proyectos en la zona debido a:<br><br>1) Es menor de los MW de los proyectos con punto de interconexión ya asignados en la S/E Parinas (alrededor de 4.600 MW)<br>2) Más de 1.100 MW de estos 3.100 MW ya están declarados en construcción en Q1 del 2023 (El crecimiento real proyectado sería de orden de 2.000 MW)<br>3) Los 3.100 MW son menos de la mitad de los compromisos que empresas desarrolladoras de | Se solicita considerar un escenario en el Informe Técnico Final, como sensibilidad en la evaluación del proyecto "HVDC Parinas - Lo Aguirre", que considere los proyectos de generación en proceso de solicitud de conexión en la plataforma de acceso abierto del Coordinador y los proyectos de generación con compromisos de arriendo y uso de terreno mediante CUOs con el Ministerio de Bienes Nacionales. En complemento a la solicitud anterior, se pide evaluar la inclusión de este proyecto en el Informe Técnico Final, condicionado a la declaración en construcción de una cantidad mínima de MW de proyectos en una ventana de tiempo futura a | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento de los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una sensibilidad a los EGPT, considerando la instalación de 3500 MW de capacidad de generación adicional en S/E Parinas, con el propósito de analizar la robustez de la decisión de no incorporar la obra en cuestión. Así, de los resultados se concluye que, incluso en la condición señalada, no resulta eficiente incorporar la obra en el presente plan de expansión.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema. | proyectos han tomado en el área cercana de S/E Parinas, firmado contratos de Concesiones de Uso Oneroso ("CUO") con el Estado de Chile (aproximadamente, más de 6.500 MW).<br>4) La no inclusión del proyecto HVDC Parinas - Lo Aguirre en el ITP corresponde a un contraste con el Plan de Expansión 2021, donde se ha promovido la ampliación de la S/E Parinas, en conjunto con la instalación de tres auto-trasformadores 220-500 kV de 750 MVA, para permitir la conexión de los proyectos en la zona de la reserva eólica de Taltal.<br><br>Estas simulaciones de la operación de largo plazo efectuadas en el marco del ITP deberían reflejar la realidad de proyectos con compromisos concretos de avances y, por tanto, modelar la inyección de los proyectos que al menos tengan compromisos firmados de CUO u otros instrumentos que brinden certeza al regulador respecto a la seriedad de avance del proyecto.<br><br>Por otro lado, debe existir plena coherencia y coordinación en la actuación de distintos organismos del Estado, en este caso los organismos a cargo de la planificación energética (Ministerio de Energía y CNE) y el organismo a cargo de la licitación de terrenos de Bienes Nacionales para desarrollo de proyectos renovables (Ministerio de Bienes Nacionales). | ser conectados en la S/E Parinas o en subestaciones cercanas. | |
| 25-6 | ID: 88<br>Obra ID: 17-01<br>Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV<br>La propuesta tiene por | En operación normal se indica que no se visualizan problemas de regulación de tensión acorde la NTSyCS. Se necesita identificar si en la preparación del ITP se analizó o no la condición de energización de nueva linea S/E Nueva Pozo Almonte - S/E Parinacota, obra incluida | Se solicita realizar un análisis de sensibildiad en la preparación del Informe Técnico Final, para la evaluación de la inclusión o no del equpo CEN en la S/E Parinacota, | Ver respuesta a observación 13-2. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | objetivo garantizar que la tensión de las barras de la S/E Parinacota operen en niveles de tensión acordes con las exigencias de la NTSyCS. Al respecto, de los análisis realizado se concluye que no se habría dado con condiciones de operación esperadas para estado normal, en las cuales los valores de la tensión en la barra de 220 kV de la S/E Parinacota exceda los límites permitidos por la normativa, de modo que se decide postergar los análisis para futuros procesos de expansión, con el propósito de monitorear los efectos sobre el comportamiento de la tensión en las barras de la S/E Parinacota, como consecuencia de las obras que se espera entren en operación dentro de los siguientes años, y así, en caso de requerirse alguna obra como la propuesta, esta sea dimensionada | en del Decreto 373/2016, la cual en su proceso de energización presentó problemas de subida de tensión en la S/E Parinacota, llevando a que la línea haya estado operando permanentemente abierta desde su entrada en operación. | en el patio de 220 kV, considerando en la modelación el aporte de regulación de tensión del equipo CER en la barra de la subestación durante la operación de la línea 220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota. | |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | adecuadamente, toda vez que se pueden explorar el uso de otros recursos para ejercer un adecuado control de tensión en la zona. | | | |
| 25-7 | ID: 116<br>ID Obra: 21-15<br>Tendido Segundo Circuito Línea 2x220kV Roncacho-Nueva Pozo Almonte<br>El proyecto fue analizado en función de su aporte a la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo con los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la | Las simulaciones realizadas para definir que el proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Roncacho-Nueva Pozo Almonte", las cuales señalan que no existen beneficios económicos netos, en al menos el 50% de los escenarios, no consideran los siguientes aspectos:<br><br>1) Los proyectos con punto de conexión aprobados por el Coordinador. A mayor abundamiento, existe un proyecto autorizado para declararse en construcción por 300 MW y otros, en vía de su obtención de punto de conexión a través Acceso Abierto, con una capacidad de alrededor 1.450 MW en proyectos solares.<br>2) Los proyectos comprometidos por empresas desarrolladoras (por aproximadamente 300 MW) con el Estado a traves la firma de Contratos de Concesion de Uso Oneroso ("CUO") con el Ministerio de Bienes Nacionales, cuya única solución de conexión es la S/E Roncacho.<br><br>Estas simulaciones de la operación de largo plazo efectuadas en el marco del ITP deberían reflejar la realidad de proyectos con compromisos concretos de avances y, por tanto, modelar la inyección de los proyectos que al menos tengan compromisos firmados de CUO u otros instrumentos que brinden certeza al regulador respecto a la seriedad de avance del proyecto. | Se solicita considerar un escenario en el Informe Técnico Final, como sensibilidad en la evaluación del proyecto "Tendido Segundo Circuito Línea 2x220kV Roncacho - Nueva Pozo Almonte" , que considere los proyectos de generación en proceso de solicitud de conexión en la plataforma de acceso abierto del Coordinador y los proyectos de generación con compromisos de arriendo y uso de terreno mediante CUOs con el Ministerio de Bienes Nacionales. En complemento a la solicitud anterior, se pide evaluar la inclusión de este proyecto en el Informe Técnico Final, condicionado su licitación a la declaración en construcción de una cantidad mínima de MW de proyectos en una ventana de tiempo futura a ser conectados en la S/E Roncacho. | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Como complemento de los análisis desarrollados con motivo del ITP, se realizó una sensibilidad a los EGPT considerando la instalación de 600 MW de capacidad de generación adicional en S/E Roncacho, con el propósito de analizar la robustez de la decisión tomada de no incorporar la obra en cuestión. Así, de los resultados obtenidos se concluye que, incluso en la condición señalada, no resulta eficiente incorporar la obra en el presente plan de expansión.<br><br>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema. | Por otro lado, debe existir plena coherencia y coordinación en la actuación de distintos organismos del Estado, en este caso los organismos a cargo de la planificación energética (Ministerio de Energía y CNE) y el organismo a cargo de la licitación de terrenos de Bienes Nacionales para desarrollo de proyectos renovables (Ministerio de Bienes Nacionales). | | |
| 25-8 | ID: 90<br>ID Obra: 19-01<br>Cambio de configuración parcial a doble barra con doble interruptor en S/E Crucero 220 kV<br>El proyecto fue propuesto para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional. De acuerdo con los antecedentes presentados, el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto. En particular, se detectó falta de espacio físico para el desarrollo del proyecto, para efectos de su ampliación en 220 kV | De acuerdo con la observación emitida por CNE en el ITP, se indica que el proyecto fue considerado como ampliación de la subestación para más posiciones, sin embargo, el proyecto tiene como objetivo principal la Seguridad de Servicio, específicamente, que la subestación sea capaz de soportar fallas de Severidad 9 mediante un cambio de configuración a doble barra doble interruptor para aquellos paños que se verían seriamente afectados por una falla de esta naturaleza, a saber: J8, J9, J15 y J16.<br><br>En específico, se señala que, ante una eventual pérdida de la sección 1 de la barra, se tienen los siguientes desprendimientos de carga y generación:<br><br>* Retiro: Minera el Abra (90 MW)<br>* Inyección: Cerro Pabellón (94,84 MW), PFV La Cruz (52,8 MW), Alhambra Solar (250 MW - Proyecto autorizado para declararse en construcción), PE Ckani (104 MW) - [501,64 MW Totales].<br><br>De la misma manera, ante una eventual pérdida de la sección 2 de barra, se tienen los siguientes desprendimientos de carga y generación: | Se solicita incluir en la preparación del Informe Técnico Final la evaluación del proyecto "Cambio de configuración parcial a doble barra con doble interruptor en S/E Crucero 220 kV", dentro del ámbito del punto 7.4.4 "Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio" del ITP, debido a los efectos de las obras propuestas para que la S/E Crucero cuente con la capacidad de soportar fallas de Severidad 9 mediante la configuración de doble barra con doble interruptor, para evitar el impacto sistémico de una desconexión intempestiva de la carga y generación ante fallas en las secciones 1 y 2 de la actual configuración de barra de la S/E Crucero (impacto estimado del orden sobre los 500 MW). | No se acoge la observación.<br><br>Si bien el análisis expuesto por Engie indica que, ante la falla en las secciones 1 y 2 de la barra, quedarían varios clientes sin suministro y varios proyectos sin posibilidad de inyectar su energía a la red, esta Comisión entiende que dichos impactos deben ser considerados por el Coordinador en términos de eventuales restricciones operacionales, a efectos de resguardar la operación segura del sistema. La misma situación ocurre para aquellos clientes y generadores conectados en la instalación en cuestión, quienes pueden evaluar privadamente su condición de seguridad, en términos del riesgo al que se encuentran expuestos.<br>En definitiva, de acuerdo a lo análisis efectuados por la Comisión, |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | en forma armónica, sin perjuicio de la eventual incorporación de una obra alternativa que pudiese dar respuesta al requerimiento de espacio para conexión de proyectos de generación, transmisión o consumo. | * Retiro: Minera Radomiro Tomic (100 MW), Suministro de Agua Desalinizada Distrito Norte - Cordillera (31,8 MW - Proyecto autorizado para declararse en construcción).<br>* Inyección: PFV Coya (180 MW), PFV Estepa Solar (230 MW - Proyecto autorizado para declararse en construcción), PFV Alfa Solar (200 MW - Proyecto autorizado para declararse en construcción) [610 MW Totales].<br><br>Habiendo aclarado que el proyecto no busca el crecimiento de la subestación, sino la Seguridad de Servicio, se solicita a la Comisión evaluar en su mérito la propuesta, para una instalación que se ubica en una zona de alto potencial renovable. | | la obra en cuestión no cumple con los criterios para ser incorporada en el presente plan de expansión. |
| 25-9 | ID: 97<br>ID Obra: 19-08<br>Ampliación de S/E La Portada 110 kV<br>El proyecto corresponde a una propuesta que pretende normalizar la conexión del actual Tap Off Desalant, de modo que se conecte al Sistema de Transmisión Zonal en la S/E La Portada, regularizando así su condición de conexión en derivación.<br>En relación a lo anterior, | El proyecto busca evitar futuras congestiones en la línea de transmisión 1x110 kV Mejillones-Guardiamarina. Como antecedente adicional, se tiene el aumento de demanda de Aguas Antofagasta desde S/E Desalant, pasando de 12,8 MW a 25,2 MW al 2030.<br><br>En este contexto, para el proceso de Expansión de la Transmisión 2023, el Coordinador informó a la CNE respecto del proyecto de aumento de capacidad de la sección tramo 1x110 kV Mejillones-Tap Off Desalant, por motivos de suficiencia. En dicha comunicación, el Coordinador indica que la línea presentará cargas mayores al 100% de capacidad al año 2032. Es importante destacar que desde la S/E Desalant se abastece el 70% del consumo de agua potable para la ciudad de Antofagasta, formando parte de la | Se solicita evaluar para el Informe Técnico Final las alternativas de proyectos de transmisión para enfrentar el incremento de demanda en la S/E Desalant, lo que provocarán una sobrecarga de la actual línea 1x110 kV Mejillones - Guardiamarina. Las alternativas de proyectos corresponden a: (i) El traslado del consumo de Aguas de Antofagasta a la S/E Lam Portada (proyecto propuesto por Engie) o; (ii) El reforzamiento de la actual línea 1x110 kV Mejillones - Guardiamarina, con una | No se acoge la observación.<br><br>Si bien la observación entrega elementos adicionales, esta Comisión mantiene la decisión de no incorporar la obra en cuestión, en el entendido de que no corresponde la normalización de un tramo perteneciente al segmento dedicado a través del plan de expansión de la transmisión (Tap off Desalant - Desalant 110 kV) .<br>Sin embargo, entendiendo el potencial problema de suficiencia relevado, esta Comisión analizará |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | en primer lugar, conviene indicar que los consumos que se conectan al sistema zonal a través del Tap Off Desalant, corresponden a consumos libres, siendo el tramo Tap Off Desalant - Desalant 110 kV un tramo calificado como perteneciente al segmento de transmisión dedicada, por lo que no amerita algún tipo de actuación del presente proceso de expansión de la transmisión para efectos de trasladar dicha conexión a la S/E La Portada, como es solicitado.<br>Por otra parte, no parece pertinente una eventual incorporación al presente plan de expansión de una obra consistente una ampliación de barra para permitir la conexión del actual Tap Off Desalant en la S/E La Portada, toda vez que existiría una incongruencia con los plazos señalados para el | infraestructura crítica de la población, según lo descrito en el Artículo 21 de la Ley 21.542.<br><br>Considerando lo anterior, el proyecto presentado por Engie busca mitigar la futura sobrecarga sobre la línea 1x110 kV Mejillones-Guardiamarina y además mejora la seguridad de suministro eléctrico para la producción de agua potable de la empresa Aguas Antofagasta. Cabe señalar que la calificación de dicha línea corresponde al segmento Zonal. | extensión de 53 Km en una zona geográfica que presenta complejidades para la ejecución de las obras (presencia de campamentos). | la incorporación de una alternativa que entregue solución a esta problemática con motivo del proceso de expansión 2023. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | requerimiento, así como la posibilidad no menor de resultar en una licitación desierta, en atención del alcance de la obra y la falta de sinergia con otras obras que pudiesen permitir una eventual agrupación para efectos de su licitación.<br>En consecuencia, esta Comisión ha decidido no incorporar el proyecto propuesto en el presente proceso de planificación anual de la transmisión, siendo el mecanismo contemplado en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley una herramienta más adecuada para concretar su materialización. | | | |

# Anexos Empresa 25

*Tabla 2*

| CenNom | CenFecOpeIni | CenUbc | CenBar | CenPotMax |
|---|---|---|---|---|
| Rancagua | 2025 | SIC | Rancagua 154 | 60 |
| San Bernardo | 2025 | SIC | Buin 220 | 60 |
| Laberinto | 2025 | SING | Laberinto 220 | 60 |
| O Higgins I | 2025 | SING | O Higgins 220 | 60 |
| Collahuasi | 2025 | SING | Collahuasi 220 | 60 |
| Florida | 2030 | SIC | Los Almendros 220 | 60 |
| Itahue | 2030 | SIC | Itahue 154 | 60 |
| Chillan | 2030 | SIC | Chillan 154 | 60 |
| Parral | 2030 | SIC | Parral 154 | 60 |
| Quebrada Blanca Fase | 2030 | SING | Quebrada Blanca Fase 2 220 | 60 |
| Cerro Navia | 2035 | SIC | Cerro Navia 220 | 60 |
| Alto Jahuel | 2035 | SIC | Alto Jahuel 220 | 60 |
| Punta Cortes | 2035 | SIC | Punta Cortes 154 | 60 |
| Rapel | 2035 | SIC | Rapel 220 | 60 |
| Encuentro | 2035 | SING | Encuentro 220 | 60 |
| Chacabuco | 2039 | SIC | El Salto 220 | 60 |
| San Antonio | 2039 | SIC | Alto Melipilla 220 | 60 |
| Tap Mauro | 2039 | SIC | Nueva Pelambres 220 | 60 |
| Polpaico | 2039 | SIC | Polpaico 220 | 60 |
| O Higgins II | 2039 | SING | O Higgins 220 | 60 |

# E26 – AES

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 26-1 | 1.- Capitulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 151, Proyecto Cambio Conductor tramo Andes-Likanantai 220kV) | Respecto a la evaluación de la propuesta de cambio de Conductor tramo Andes-Likanantai 220kV, el grupo de centrales de generación ubicados en el nodo Andes 220 kV no está actualizado a la fecha de publicación del informe. En efecto en el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023, las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 3.<br><br>La información anteriormente indicada es muy diferente de la información indicada en el "Informe preliminar del plan de expansión anual de transmisión del año 2022", en la cual las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 4.<br><br>Por último, mencionar que el nodo Andes 220 es un nodo de desarrollo, y que junto con las centrales indicadas existen otros proyectos con un avance de desarrollo significativo y que a juicio del Consultor deberían ser considerados dentro de las centrales potenciales a conectarse en el nodo Andes 220.<br><br>Ver Tabla 5. | Se solicita utilizar la última información disponible de plan de Generación al momento de emitir plan preliminar. Ya que se está usando información con un desfase de casi un año (abril 2022) lo cual puede repercutir en un plan ineficiente e inoportuno de obras de expansión.<br><br>Esta información es la contenida en el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023 y se muestra a continuación:<br><br>Ver Tabla 3.<br><br>Esta información es la contenida en el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023 y se muestra a continuación:<br><br>Ver Tabla 5. | No se acoge la observación.<br><br>Lo solicitado no resulta consiste con lo indicado en el artículo 82 del Reglamento, el cual establece que la Comisión utilizará la información y antecedentes que estén disponibles al momento de inicio de la Planificación de la Transmisión, pudiendo ser actualizados durante el desarrollo de la misma, de acuerdo al estado de avance de los procesos de los cuales se obtiene dicha información y antecedentes.<br>En este caso, dado el estado de avance del Proceso de Planificación 2022, la Comisión no ha considerado el informe aludido por la empresa. |
| 26-2 | 2.- Capitulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 152, Cambio conductor tramo Santa Clara - Charrúa 220KV) | Respecto a la evaluación de la propuesta de cambio de Conductor tramo Santa Clara - Charrua 220kV, el grupo de centrales de generación ubicados en el nodo Santa Clara 220 kV no está actualizado a la fecha de publicación del informe. En efecto en el Informe | Se solicita utilizar la última información disponible de plan de Generación al momento de emitir plan preliminar. Ya que se está usando información con un desfase de casi un año (abril | Ver respuesta a observación 26-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023, las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 6.<br><br>La información anteriormente indicada es muy diferente de la información indicada en el "Informe preliminar del plan de expansión anual de transmisión del año 2022", en la cual las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 7.<br><br>Por último, mencionar que el nodo Santa Clara 220 es un nodo de desarrollo, y que junto con las centrales indicadas existen otros proyectos con un avance de desarrollo significativo y que a juicio del Consultor deberían ser considerados dentro de las centrales potenciales a conectarse en el nodo Santa Clara 220.<br><br>Ver Tabla 8.<br><br>Cabe destacar que Coyanco está en la plataforma de Acceso Abierto autorizado para Declarase en Construcción | 2022) lo cual puede repercutir en un plan ineficiente e inoportuno de obras de expansión.<br>Esta información es la contenida en el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023 y se muestra a continuación:<br><br>Ver Tabla 6.<br><br>Además, se solicita incluir entre las centrales genéricas que se utilizan el estudio los siguientes proyectos:<br><br>Ver Tabla 8. | |
| 26-3 | 3.- Capitulo 10 – Anexo 1 – Obras no Recomendadas (ID 148, Almacenamiento Tramo Santa Clara 220 - Charrúa 220) | Respecto a la evaluación de la propuesta incorporación de una batería de 100 MW en el nodo Charrua en estado descargado, el grupo de centrales de generación ubicados en el nodo Santa Clara 220 kV no está actualizado a la fecha de publicación del informe. En efecto en el Informe Técnico Definitivo de | Se solicita utilizar la última información disponible de plan de Generación al momento de emitir plan preliminar. Ya que se está usando información con un desfase de casi un año (abril 2022) lo cual puede repercutir | Ver respuesta a observación 26-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | precios de nudo del primer semestre del 2023, las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 6.<br><br>La información anteriormente indicada es muy diferente de la información indicada en el "Informe preliminar del plan de expansión anual de transmisión del año 2022", en la cual las centrales consideradas son:<br><br>Ver Tabla 7.<br><br>Por último, mencionar que el nodo Santa Clara 220 es un nodo de desarrollo, y que junto con las centrales indicadas existen otros proyectos con un avance de desarrollo significativo y que a juicio del Consultor deberían ser considerados dentro de las centrales potenciales a conectarse en el nodo Santa Clara 220.<br><br>Ver Tabla 8. | en un plan ineficiente e inoportuno de obras de expansión. Esta información es la contenida en el Informe Técnico Definitivo de precios de nudo del primer semestre del 2023 y se muestra a continuación:<br><br>Ver Tabla 6.<br><br>Además, se solicita incluir entre las centrales genéricas que se utilizan el estudio los siguientes proyectos:<br><br>Ver Tabla 8. | |
| 26-4 | 4. Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Proyecto ID 155, Ampliación de S/E Monte Mina | La CNE señala que ha pospuesto el análisis de la obra de ampliación propuesta, argumentando que esta S/E no ha comenzado su proceso de construcción; sin embargo, la obra de ampliación de las barras de la S/E, cuyo propósito es crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, no depende de las condiciones constructivas, sino que solo se requiere extender las barras hacia los espacios donde la Obra Nueva S/E Likanantai consideró terreno nivelado. Cabe señalar que las posiciones que originalmente | Incluir la Obra de Ampiación de la S/E Montemina (ex Likanantai) en los términos planteados en la propuesta de AES Andes | Ver respuesta a observación 03-1. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | fueron contempladas para la conexión de nuevos proyectos ya están siendo utilizadas por proyectos que se encuentran en tramitación de acceso abierto ante el CEN, y por lo tanto, ello demuestra las favorables condiciones para el desarrollo de proyectos de generación y la necesidad de generar la obra de ampliación propuesta. | | |

# Anexos Empresa 26

*Tabla 3*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| ANDES_SOLAR_FV | En operación | 21.4 |
| ANDES_SOLAR_IIA_FV | En operación | 86.3 |
| SOL_DEL_NORTE_FV | En operación | 8.6 |
| LOS_ANDES_FV | En operación | 9.0 |
| SOL_DEL_LILA_FV | En operación | 152.0 |
| DEL_DESIERTO_FV | En operación | 9.0 |
| ANDES_SOLAR_IIA_ETAPA2_FV | En operación | 9.7 |
| ANDES_IIB_FV | may-22 | 180.0 |
| ANDES_IIB_BESS_FV | may-22 | 112.0 |
| ANDES_IV_FV | jun-23 | 211.9 |
| ANDES_IV_BESS_FV | jun-23 | 130.0 |
| ANDES_SOLAR_IIB_AMP_FV | jun-23 | 27.3 |
| ANDES_SOLAR_IIB_AMP_BESS_FV | jun-23 | 17.0 |

*Tabla 4*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| Andes Solar IIA | feb-20 | 80 |
| Sol de Lila | nov-20 | 152 |
| Andes 220 III | dic-20 | 36.3 |
| Andes IIB | oct-21 | 112.5 |

*Tabla 5*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| Solar_FV (Andes IV) | ene-26 | 190.3 |
| Solar_BESS_FV(Andes IV) | ene-26 | 118.95 |

*Tabla 6*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| SAN_MATIAS_EO | oct-23 | 81.7 |
| CAMPO_LINDO_I_EO | ene-23 | 63.2 |

*Tabla 7*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| Campo Lindo | abr-22 | 71.6 |

*Tabla 8*

| Central | Fecha de Entrada | Potencia MW |
|---|---|---|
| Central Eolica 01 (Don Alvaro) | dic-24 | 69 |
| Central Eolica 02 (Coyanco) | ene-26 | 200 |
| Central Eolica 03 (Rinconada) | nov-26 | 250 |

# E27 – Wpd

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 27-1 | Inclusión de equipamiento de monitoreo de capacidad de transporte de las nuevas líneas | Se debe incluir en las nuevas obras de transmisión, ya sea en las subestaciones o en las líneas propiamente tal, sensores y dispositivos de medida que permitan disponer en tiempo real de las reales capacidades de transferencia por las líneas, información que tiene que estar disponible para el Coordinador durante la operación en tiempo real de las instalaciones. Por lo cual se sugiere que estos nuevos sensores y dispositivos se conecten directamente al sistema de información en tiempo real del Coordinador, y de esta forma dicho organismo cuente con la información necesaria para tomar decisiones óptimas en tiempo real, respecto a la mejor utilización del sistema de transmisión. | Incluir en donde corresponda, para nuevas subestaciones y líneas, que dentro del diseño y construcción de la instalación, se deberá considerar la inclusión de dispositivos DLR o similar, los que durante la operación deberán proveer información en tiempo real al Coordinador de las capacidades reales de transferencia por la instalación | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Esta Comisión se encuentra analizando la pertinencia de incorporar lo solicitado en el desarrollo de las obras de expansión incorporadas en los futuros planes de expansión de la transmisión. Sin embargo, en atención a que los análisis de este tipo de obras se encuentran en etapas iniciales, no serán incorporadas en el presente proceso de expansión. |

# E28 – SAESA

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| 28-1 | 4.1.9 Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT) | De acuerdo con la revisión y análisis realizado por nuestra área de ingeniería, se presentan las siguientes consideraciones:<br>- Incluir en el alcance del proyecto las 4 posiciones restantes de media tensión para futuros alimentadores en el nuevo juego de celdas 12 kV, dado que al dejar cuatro espacios para celdas de futuros alimentadores se complejiza la incorporación de nuevas posiciones ya que en algunos casos implicaría la instalación de celdas de remontes, lo que aumentaría la cantidad de celdas y principalmente aumentaría el volumen del foso y de casa de celdas. Cabe señalar que la subestación cuenta con un espacio limitado para la construcción de la nueva sala de celdas. Comentar además que el ministerio de transportes considera SE Recoleta como un punto importante de penetración de demanda por buses eléctricos, que se desarrollarán en el mediano o largo plazo.<br>- Incluir en el alcance del proyecto una posición acopladora y una celda de remonte en el nuevo juego de celdas 12 kV, con la finalidad de disponer de un punto de conexión para futuros juegos de celdas. | Modificar el párrafo N°2 del punto "4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra" asociada a la obra "Ampliación En S/E Recoleta (NTR ATMT)" de acuerdo con la siguiente propuesta:<br>"Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sala de celdas de 12 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de ocho celdas para alimentadores, las celdas de conexión al transformador antes mencionadas a la barra principal y a la barra auxiliar, la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de celdas para la interconexión con las barras de media tensión existentes, la construcción de una celda de acoplamiento y una celda de remonte para futuras interconexiones." | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>De acuerdo con lo analizado por esta Comisión, se incorporan en los alcances de esta obra un total de 6 posiciones de media tensión y espacio para 2 posiciones futuras.<br><br>Respecto al segundo punto, lo señalado puede ser considerado como parte de las bases de licitación de esta obra, en caso de corresponder, pero no se considera pertinente indicarlo en esta instancia del proceso. |
| 28-2 | 4.1.19 AMPLIACIÓN EN S/E ARAUCO MAPA 220 KV (IM). | En Tabla 4.5 de la página 57, en lo que respecta al plazo constructivo dice 54 meses y en punto 4.1.19.2 dice 48 meses.<br>Se solicita validar cual es el plazo constructivo. | Validar plazo constructivo | No se acoge la observación.<br><br>Dado que la obra en cuestión no será considerada en el ITF, no |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | resulta pertinente atender lo solicitado. |
| 28-3 | 4.1.24, Ampliación en SE Purranque, Numeral 4.1.24.1 "Descripción general y ubicación de la obra". | El proyecto definido por la Comisión considera un transformador de 10 MVA. Sin embargo, según informado por fabricantes, los equipos de esta potencia requieren un sobredimensionamiento al tener CDBC por lo que resulta más eficiente que el equipo sea de una potencia mayor. En este caso, sería 16 MVA, potencia que es parte de la potencia que tiene homologada STS en su parque de transformadores. El proyecto, en su descripción, completa el paño de 66 kV asociado al Transformador T2. En ese sentido, se considera oportuno realizar una adecuación del paño para facilitar la operación y mantenimiento atendiendo a las condiciones de terreno. En la descripción de proyecto se asume que existe una posición disponible en barra de 66 kV para la conexión del nuevo paño de transformación asociado al nuevo transformador 66/23 kV (T3). Sin embargo, en la condición actual de la subestación no existe posición disponible, salvo la cabecera Norte de ésta. Por ello, de acuerdo con los criterios de Acceso Abierto, resulta necesario extender la barra de 66 kV en una posición. Por otra parte, en relación con el patio de 23 kV, la propuesta de STS consideraba explícitamente barra en celdas debido a la estrechez de los espacios disponibles. Adicionalmente, experiencias en proyectos en construcción, hacen recomendable explicitar de inmediato la tecnología de las celdas para cumplimiento de Pliegos Normativos SEC con equipamiento de dimensiones adecuadas. Por ello se estima conveniente | Modificar el párrafo primero según texto indicado en rojo: "…de un nuevo transformador 66/23 kV, 16 MVA, con cambiador de derivaciones bajo carga y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez el proyecto contempla completar el paño asociado al transformador N°2 de la subestación, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente y realizando las adecuaciones necesarias entre paños".<br>Incluir un nuevo párrafo entre párrafo primero y segundo con el siguiente texto:<br>"Además, el proyecto considera la extensión de la barra de 66 kV en una posición de manera de permitir la conexión del nuevo paño de transformación requerido".<br>Modificar actual párrafo tercero (posteriormente párrafo cuarto) según texto en rojo:<br>"…secciones de la nueva barra. El patio de 23 kV se desarrollará | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>De acuerdo con las proyecciones de crecimiento vegetativo de esta Comisión del trasformador de 23 kV de S/E Purranque, se observa una demanda que no supera los 10 MVA al año 2041. Sin perjuicio de lo anterior, sí es posible que se generen ciertas eficiencias entre un transformador de 10 MVA y uno de 16 MVA, razón por la cual se dejará en la descripción de la obra que se incorpore un transformador de, a lo menos, 10 MVA.<br><br>Con respecto a la extensión de barra en 66 kV, se acoge la observación y se incluye en los alcances la extensión de esta barra para permitir la conexión del nuevo paño de transformación requerido.<br><br>Por otro lado, con respecto al patio en 23 kV, no resulta pertinente restringir la tecnología de las celdas, para efectos de dar cumplimiento a una exigencia |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | precisar que las celdas de 23 kV sean de tecnología HIS o GIS. | como sala de celdas de tecnología HIS/GIS, por lo que se deberán considerar los paños contenidos…”. | como la señalada, existiendo más alternativas que la propuesta en la observación. |
| 28-4 | 4.1.25, Ampliación en SE Ancud, Numeral 4.1.25.1 “Descripción general y ubicación de la obra”. | En la descripción del proyecto no se considera ampliación de la barra de 110 kV. Al respecto, cabe precisar, que existe un espacio en la barra al interior del patio que podría utilizarse para la conexión del nuevo paño de transformación asociado al nuevo transformador 110/23 kV (T2). Sin embargo, dadas las condiciones existentes en la subestación y la ubicación de dicho espacio, no resulta adecuado utilizarlo ya que se visualiza muy difícil el emplazamiento del transformador y de la nueva barra de 23 kV proyectados sin interferir el acceso a las otras instalaciones existentes. Por ello, resulta más adecuado emplazar todas las nuevas instalaciones proyectadas en el costado Oriente del patio existente para cuyo efecto es necesario extender la barra de 110 kV hacia la zona demarcada en imagen que sigue.<br><br>Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. | Incluir un nuevo párrafo entre párrafo primero y segundo con el siguiente texto:<br>”Además, el proyecto considera la extensión de la barra de 110 kV en al menos dos posiciones de manera de permitir la conexión del nuevo transformador y la reubicación de la conexión de la línea Ancud-Chiloé existente”. | Se acoge la observación.<br><br>Se ajusta la descripción de la obra de acuerdo con lo señalado en la observación. |
| 28-5 | 4.2.5 Nueva S/E Lo Campino | De acuerdo al análisis realizado por nuestra área de medio ambiente, se prevé un ingreso mediante DIA, pero con el riesgo de que pueda pasar a EIA por afectación de la flora (planes de manejo de conservación), afectación a alguna especie protegida o afectación del medio humano, esto es afectación a los sistemas de vida y costumbres por que el trazado o la subestación pueda estar ubicada cercana a lugares ceremoniales, etc.<br>Lo anterior, implica que si se ingresa el proyecto por DIA se podrían utilizar 26 meses sólo en la elaboración de la | Modificar el plazo constructivo para el proyecto Nueva S/E Lo Campino (y proyectos asociados) al menos a 60 meses. | Se acoge la observación.<br><br>Se ajusta el plazo de ejecución de la obra. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | DIA, tramitación de esta y tramitación de los PMF, lo que deja un total de 28 meses para realizar las selecciones de trazados, acercamiento a los propietarios (para los levantamientos de la DIA), elaborar la ingeniería para la DIA y luego construir, en este sentido se evidencia un riesgo de cumplir con los 54 meses de plazo para la construcción.<br>Por otro lado, si algún tema obligase al ingreso de un EIA, se debería considerar al menos unos 43 meses en las tramitaciones ambientales (elaboración EIA, tramitación de este y PMF) dejando sólo 11 meses para realizar las selecciones de trazados, acercamiento a los propietarios (para los levantamientos del EIA), elaborar la ingeniería para el EIA y luego construir.<br>Según datos de cronogramas de otros proyectos (LT Gamboa Chonchi y Montenegro) se podría demorar hasta 4 meses en seleccionar trazado, 3 meses en sacar la ingeniería para la DIA o EIA y la construcción podría tardar unos 13 meses.<br>En definitiva, en un caso optimista, se requeriría de al menos un plazo constructivo de 60 meses y para un caso conservador, un plazo constructivo de 72 meses. | | |
| 28-6 | 4.2.14 Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén – Apoyo al abastecimiento de las comunas de | Con respecto al proyecto Nueva S/E Calafquén y nueva línea 2x110 kV Lastarria – Calafquén (Licanray), cabe destacar que al revisar las capas compartidas en la presentación inicial del proyecto “Nueva SE Licanray - Nueva SE Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Secc. Pullinque Loncoche - Licanray 1x66 kV” se confirman los riesgos levantados inicialmente, gran cantidad de comunidades indígenas y gran cantidad de títulos de merced lo que puede hacer que todo el proceso de | Redefinir los proyectos incorporados en el Informe Técnico Preliminar, de tal forma de solucionar las problemáticas de Licanray y Pucón-Villarrica de forma separada, con el fin de que si un proyecto presenta barreras para su construcción el otro pueda continuar con su desarrollo, por | Se acoge parcialmente la observación.<br><br>Con respecto a redefinir los proyectos incorporados, se aclara que la obra propuesta (en su totalidad) tiene ciertas sinergias entre las distintas obras que componen el proyecto final, en |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | Villarrica, Pucón y Panguipulli. | selección de trazado, evaluación ambiental y construcción sea bastante complicado, si es que no se realizan los trabajos adecuadamente. Por lo cual, en principio, se debiera tener un acercamiento anticipado a través de una PACA para conversar con los vecinos y comunidades con el fin de que se sientan parte del proyecto.<br>Por otro lado, se prevé un ingreso mediante DIA, pero con el riesgo de que pueda pasar a EIA por afectación del paisaje (proyecto ubicado en Zona de interés turístico), afectación a alguna especie protegida o afectación del medio humano, esto es afectación a los sistemas de vida y costumbres porque el trazado o la subestación pueda estar ubicada cercana a lugares ceremoniales, o en lugares donde ancestralmente obtienen hierbas, etc. Lo anterior implica que si se ingresa el proyecto por DIA se podrían utilizar 26 meses sólo en la elaboración de la DIA, tramitación de esta y tramitación de los PMF, lo que deja un total de 28 meses para realizar las selecciones de trazados, acercamiento a los propietarios (para los levantamientos de la DIA), elaborar la ingeniería para la DIA y luego construir, en este sentido creemos que un plazo constructivo de 54 meses es muy acotado.<br>Por otro lado, si algún tema obliga a un EIA, se debería considerar al menos unos 43 meses en las tramitaciones ambientales (elaboración EIA, tramitación de este y PMF) dejando sólo 11 meses para realizar las selecciones de trazados, acercamiento a los propietarios (para los levantamientos del EIA), elaborar la ingeniería para el EIA y luego construir.<br>Según datos de cronogramas de otros proyectos (LT Gamboa Chonchi y Montenegro) se podría demorar hasta | ejemplo, a través de la iniciativa presentada por grupo saesa “Nueva SE Licanray - Nueva SE Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Secc. Pullinque Loncoche - Licanray 1x66 kV” y la propuesta del CEN para la zona.<br>En su defecto, modificar los plazos constructivos del proyecto (y proyectos asociados) al menos 60 meses. | comparación con la alternativa de incorporar la iniciativa "Nueva SE Licanray - Nueva SE Licanray 66/23 kV 16 MVA y línea Secc. Pullinque Loncoche - Licanray 1x66 kV", lo que además cambiaría la lógica y alcances del proyecto incorporado al presente plan de expansión.<br><br>Con respecto a la modificación de los plazos constructivos del proyecto (y proyectos asociados), se acoge la observación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | 4 meses en seleccionar trazado, 3 meses en sacar la ingeniería para la DIA o EIA y la construcción podría tardar unos 13 meses.<br>En definitiva, en un caso optimista, se requeriría de al menos un plazo constructivo de 60 meses y para un caso conservador, un plazo constructivo de 72 meses. | | |
| 28-7 | Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 76, ID Obra 16-02, Proyecto SE Cholguán – Ampliación nuevo Patio 154/66 kV. | La Comisión fundamenta la no recomendación en que la inversión es demasiado alta para los beneficios que el sistema obtendría con la obra, la que, además, introduce un cambio topológico importante.<br>STS hace notar que dada la condición de conexión en tap-off de la subestación a una línea de 220 kV del sistema de Tx Nacional es inevitable que cualquier obra que se ejecute introducirá cambios topológicos y será de alto costo, sin embargo, no existe el respaldo de la evaluación económica que demuestre que la obra no genera beneficios para el sistema<br>La Comisión indica que se posterga el proyecto para buscar una solución más eficiente para la problemática, pero sin precisar un plazo para ello. En el intertanto, se mantendrá la condición de riesgo para el suministro de los clientes, así como también para la generación que se está conectando a la subestación.<br>La condición actual no permite, en caso de falla, instalar equipamiento y realizar intervenciones para disminuir la cantidad de horas que se requerirían para habilitar y poner en servicio el transformador de respaldo disponible en la subestación.<br>Adicionalmente, cabe señalar que la condición actual de la subestación y su conexión en 220 kV limitan las opciones de plantear propuesta de proyectos que | Incorporar la obra propuesta por STS en plan de expansión, incluyendo las mejoras que la Comisión considere adecuadas para que el proyecto sea más eficiente. | No se acoge la observación.<br><br>Esta Comisión entiende la problemática relevada e insiste en la necesidad de la búsqueda de alternativas que permitan solucionar de manera eficiente los requerimientos. En este sentido, la observación no presenta antecedentes adicionales que motiven un cambio en la decisión adoptada en el ITP. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | permitan la inyección del gran volumen de energía disponible en el entorno, que cuentan con los permisos requeridos y otros potenciales, detenidos por las restricciones existentes en Tx. Se adjunta documento "20230315_Observación Ampliación SE Cholguán" con el estado actual de la generación en proceso de conexión en esta subestación, donde, para la condición actual y tras la construcción de los proyectos de generación, declarados en construcción, se tendría un vertimiento de 35 MW. | | |
| 28-8 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 77, ID Obra 16-03, SE Llaima - Ampliación nuevo T2 220/66 kV 60 MVA | Ante la presentación de la iniciativa "Ampliación SE Llaima Nuevo T2 220/66 kV 75 MVA", la Comisión Nacional de Energía, CNE, establece que: "De acuerdo con los análisis realizados, la cargabilidad proyectada a enero del 2029 de la línea Temuco - Pillanlelbún 66 kV no superaría el 80%, y por lo tanto no se cumplen los requisitos para recomendar una obra por criterio de suficiencia…". con lo cual excluye la iniciativa mencionada del ITP.<br>Sin embargo, al realizar la revisión de la BD "BD CNE Expansión 2022 ITP Zonal C y E.pfd" se evidencia que no ha sido considerado el escenario de generación nula, configurando un despacho de 25,9 MW. Por otro lado, la capacidad del conductor AAAC BUTTE modelado en la Base de Datos CNE a 35°C con sol (0,402 kA), para la línea Temuco – Pillanlelbún 1x66 kV, es superior a la capacidad informada en los anexos de la plataforma Infotecnica del CEN (0,381 kA). Finalmente, de acuerdo con los registros históricos 2022 disponibles en la plataforma PRMTE CEN, se tiene una demanda máxima verano día para el subsistema Temuco – Lautaro 66 kV de 36,75 MVA el miércoles 16 de febrero a las 15:00 hrs. Cabe destacar | De acuerdo con lo anterior, el Artículo 71.- del Reglamento indica que: "La Planificación de la Transmisión deberá considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema Eléctrico. Por tanto, y a fin de dar cumplimiento a los objetivos señalados en el inciso anterior, la Planificación de la Transmisión deberá realizarse considerando lo siguiente:<br>La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;". | No se acoge la observación.<br><br>Si bien la base de datos PF DigSilent contiene un escenario con la central Lautaro Comasa despachada, la evaluación realizada al año 2029 se hizo mediante un balance de potencia, comparando la demanda horaria coincidente entre las SS/EE Pillanlelbun, Llaima y Lautaro, proyectada al año 2029, con la capacidad térmica informada en la Infotécnica del CEN para la línea Lautaro - Pillanlelbun 1x66 kV. Dicho análisis muestra que la cargabilidad proyectada es de aproximadamente un 80%.<br><br>Por otra parte, esta Comisión no coincide con la empresa Saesa, en cuanto la capacidad informada de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | que la suma de la demanda sistémica de las subestaciones Pillanlelbún, Llaima y Lautaro modelada por la CNE para el año 2025 es de 27,83 MVA, representando una diferencia de 8,9 MVA a lo leído 2022, lo cual se traduce en una diferencia de 11 MVA al año 2029, que impactarían significativamente en los niveles de cargabilidad de la línea.<br>Al considerar los antecedentes de demanda 2022 y ante el escenario de indisponibilidad de inyección de Central Comasa, para una condición de verano día a 35°C con sol, para la demanda máxima del subsistema formado por las subestaciones Pillanlelbún, Llaima y Lautaro, se producirían altos niveles de carga en la línea Temuco – Lautaro 1x66 kV, ante esta situación se incumple el criterio de holgura (15%) y el año 2028 el de suficiencia, alcanzando un nivel de carga de un 104%.<br>Mayores antecedentes en "20230315_Observación Ampliación SE Llaima (NTR ATAT).pdf" y documentación adjunta. | En definitiva, se solicita incluir en el Informe Técnico Final ITF del Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia y seguridad "SE Llaima - Ampliación Nuevo T2 220/66 kV 75 MVA", necesario para asegurar el abastecimiento de la demanda asociada a los clientes pertenecientes al subsistema compuesto por las subestaciones Pillanlelbún, Llaima y Lautaro. | la línea Lautaro – Pillanlelbun 1x66 kV sea de 0,381 kA a 35°C con sol. De hecho, al consultar la Infotécnica del CEN, esta reporta que el dato de capacidad térmica para la línea no ha cambiado desde el 6 de noviembre de 2020.<br><br>De todos modos, esta Comisión incluirá un escenario adicional en la base de datos DigSilent que dé cuenta de los argumentos acá expresados. |
| 28-9 | Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 80, ID 16-06, Proyecto Nueva SE Monteaguila - Nueva Subestación 154/66 kV 75 MVA + LTx 2x66 kV a Cabrero | La Comisión fundamenta la no recomendación del proyecto en que la línea involucrada falla poco por lo que no se justifica una inversión tan alta.<br>La Comisión indica que se posterga el proyecto para buscar una solución más eficiente para la problemática, pero sin precisar un plazo para ello.<br>Al respecto se hace notar que, de acuerdo con la demanda actualizada de la subestación Cabrero, a contar de este año ya no sería posible abastecer toda la demanda conectada si es que falla la Línea Charrúa-Cabrero durante una noche de verano y ya desde el año 2025 en una noche cualquiera del año. Adicionalmente, | Incorporar la obra propuesta por STS en plan de expansión, incluyendo las mejoras que la Comisión considere adecuadas para que el proyecto sea más eficiente. | No se acoge la observación.<br><br>Los antecedentes presentados no resultan suficientes para considerar la modificación solicitada, toda vez que el objetivo principal de la obra es entregar seguridad al abastecimiento de las demandas de la zona, lo cual, de acuerdo a los análisis realizados por la Comisión, no corresponde a una necesidad que requiera de una obra de |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | cabe mencionar que, si bien la estadística de falla arroja una tasa baja, el riesgo es latente dado que la línea se emplaza en faja vial en todo su recorrido. | | expansión que se incluya en el presente plan de expansión. Además, la situación planteada por la empresa corresponde a ciertas condiciones particulares en las cuales no es posible abastecer la totalidad de la demanda, y no a una situación de carácter permanente que requiera solucionarse con una obra de expansión en el presente proceso. |
| 28-10 | Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 87, ID 16-13, Proyecto Nueva SE Cardonal - Nueva Subestación 110/23 kV 30 MVA. | En su argumentación de la CNE se refiere a la condición de las subestaciones Melipulli y Puerto Montt, indicando que se cuenta con 3 transformadores 220/23 kV de 60 MVA y con la factibilidad potencial de conectar 8 alimentadores a cada transformador, es decir, se contaría con 180 MVA de capacidad disponible y posibilidad de conectar 24 alimentadores.<br>Sin embargo, el diseño integrado AT/MT de ambas subestaciones, consideran un esquema de auto-respaldo en transformación, de forma tal que, ante la falla de un transformador, se dispone de un equipo sano para tomar su carga. Esto significa que en la práctica se dispone de 120 MVA y no de 180 MVA. Por la misma razón, el diseño conjunto contempló la conexión de un máximo de 8 alimentadores en cada subestación (16 en total).<br>Esta cantidad de paños para alimentadores (16), es coherente con las condiciones físicas en el entorno de las subestaciones, que dificultan la acometida de más líneas desde la red de distribución según lo ha informado la Distribuidora. | Incorporar la obra propuesta por STS en plan de expansión, incluyendo las mejoras que la Comisión considere adecuadas. | Se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes presentados, esta Comisión ha determinado que la obra "Nueva S/E Cardonal" debe ser incorporada al presente proceso de expansión. En consecuencia, se incorpora la obra al Informe Técnico Final la obra "Nueva S/E Reloncaví y seccionamiento de la LT 1x110 kV Melipulli - Alto Bonito en S/E Reloncaví". |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Para mayor detalle con las características de diseño de las subestaciones Melipulli y Puerto Montt, y de las condiciones físicas del entorno, que responden a lo requerido por la Comisión en cuanto a disponer de mayores antecedentes que demuestren las dificultades para construir nuevos alimentadores, se adjunta documento Word "2023-03-16_SE Cardonal-Obs a ITP PTx 2022-1".<br>Cabe destacar que en el presente ITP, se ha aprobado la Nueva SE Nos por una problemática similar en SE San Bernardo. | | |
| 28-11 | Anexo 1. Proyectos no Recomendados. ID 125, ID 24-08, Ampliación S/E Loncoche | La empresa distribuidora Saesa se encuentra desarrollando dentro de su plan de inversiones 2023, una readecuación de la carga en 23 kV entre alimentadores de la SE Mariquina y de la SE Loncoche, principalmente para mejorar la confiabilidad y flexibilidad de la red, asociados a los planes de la Norma Técnica de SyCS . Para ello el sector urbano de la localidad de Lanco se traspasará en condición normal desde la SE Loncoche a la SE Mariquina y en contingencia podrá ser abastecida desde la SE Loncoche.<br>Por otra parte, y en paralelo a lo señalado se está trabajando en la red urbana de Loncoche para contar con un solo nivel de tensión en la ciudad, realizando un cambio de nivel de tensión en esta red y dejarlo en 23 kV. Cabe señalar que finalizados los proyectos de Dx, quedaría un alimentador con 3 troncales, donde 2 de las cuales son para el sector urbano. Para Transmisión significa la descarga del transformador 13,2 kV en aprox. 2 MVA hacia el Transformador de 23 kV, donde este último se descarga en una proporción similar por el | Se solicita considerar la demanda 2022 y los planes de expansión de la Distribuidora para la actualización de la proyección de la demanda e incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia "Ampliación SE Loncoche – Reemplazo T3 66/23 kV 10 MVA por 20 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Loncoche | No se acoge la observación.<br><br>La obra no incluida en el ITP considera la incorporación de una nueva unidad de transformación 66/13,8 kV por problemas de suficiencia que, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, no cumpliría con los criterios para ser incorporadas en el presente proceso, de acuerdo con la metodología establecida en el Reglamento.<br>La observación realizada en esta ocasión es respecto a la S/E Loncoche, pero en un distinto nivel de tensión y por razones diferentes a la propuesta original. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión analizó los nuevos |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | traspaso de Lanco a SE Mariquina. Los análisis proyectados muestran que en próximos planes de expansión se requerirá la ampliación del transformador de 23 kV, donde dada la potencia del transformador, se puede ocupar un criterio holgura especial para definir la necesidad de suficiencia (superior al 15%).<br>En función de lo expuesto y considerando una actualización de la demanda base año 2022 en la proyección de demanda del anexo “Análisis Radial”, a continuación, se muestra la proyección de demanda para SE Lonche, donde se puede evidenciar el incumplimiento del criterio de holgura del transformador T3 de STS. Tabla 9 | | antecedentes presentados relativos a modificaciones en los sistemas de distribución de la respectiva zona, que buscan contribuir a la suficiencia y mejorar la seguridad y confiabilidad a los clientes finales, por medio de una ampliación de la S/E Loncoche 23 kV y reconfiguraciones en distribución, para el abastecimiento de demandas de la localidad de Lanco. Como se mencionó en relación a otras obras no incorporadas al presente proceso, a propósito de lo establecido en el artículo 81 del Reglamento, esta Comisión ya inició el proceso de implementación de este artículo, y durante el proceso de expansión de la transmisión correspondiente al año 2023, se les solicitará a las empresas distribuidoras un informe de expansión de la distribución que se utilizará como antecedente relevante en la eventual incorporación de obras de transmisión al plan de expansión, instancia en la que se espera que esta propuesta sea incorporada, en caso de cumplirse con los criterios para ello. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | | | Es por lo anterior que esta Comisión ha decidido postergar el análisis y eventual incorporación de esta obra para el siguiente proceso de expansión de la transmisión. |
| 28-12 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 173, ID Obra 37-02, Ampliación en S/E Bicentenario: Instalación Transformador N°4 110/12 kV de 50 MVA y nuevo juego de Celdas de 12 kV | De acuerdo con los argumentos expuestos por la Comisión para la no recomendación del proyecto se tiene "El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Bicentenario. Los resultados de los análisis de suficiencia realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.".<br>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados, actualizando demanda base año 2022 y considerando las solicitudes de factibilidad de suministro ingresadas a las redes de distribución de SE Bicentenario (respaldadas en documentación adjunta), se tiene la siguiente proyección de demanda: Tabla 10<br>Donde se puede apreciar el incumplimiento del criterio de holgura del transformador T2, sin embargo, a nivel de subestación, se tiene una cargabilidad cercana al 61%. Sin embargo, en caso de contingencias y fallas del transformador de mayor potencia, 50 MVA, aun considerando una sobrecarga admisible de un 20% en los transformadores en servicio, se tiene potencia y energía no suministrada, cercana a los 1 MVA al año 2027, como se muestra a continuación: Tabla 11<br><br>Mayores antecedentes en "20230317_Observación | Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia y seguridad "Ampliación en S/E Bicentenario: Instalación Transformador N°4 110/12 kV de 50 MVA y nuevo juego de Celdas de 12 kV", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Quilicura. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes entregados por la empresa y los análisis de esta Comisión, es posible observar que el crecimiento vegetativo y las factibilidades previstas de conectarse no muestran una sobrecarga en las unidades de transformación de S/E Bicentenario. Es por lo anterior que esta Comisión posterga la eventual incorporación de la obra propuesta. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Ampliación SE Bicentenario RTR ATMT.pdf" y documentación adjunta. | | |
| 28-13 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 174, ID Obra 37-03, Ampliación Lo Boza: Instalación Transformador 50 MVA (Respaldo 23 kV) | De acuerdo con los argumentos expuestos por la Comisión para la no recomendación del proyecto se tiene "El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Lo Boza 23 kV. Los resultados de los análisis de suficiencia realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, se realizaron análisis adicionales en los cuales se sensibilizó la proyección de demanda, considerando los antecedentes presentados por la promotora, en relación con la eventual conexión de nuevos consumos (factibilidades). En dichos análisis, no se observaron sobrecargas en la unidad de transformación de la subestación primaria de distribución (SPD) en el periodo de análisis.".<br>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados, actualizando demanda base año 2022, considerando los planes de obras de la empresa distribuidora ENEL y las solicitudes de factibilidad ingresadas (respaldadas en documentación adjunta), se tiene la siguiente proyección de demanda: Tabla 12<br><br>Donde se puede apreciar el incumplimiento del criterio de suficiencia para el transformador N°1 al año 2027, mientras que los transformadores N°3 y N°6 en 23 kV incumplen el criterio de holgura. Además, tanto a nivel de 12 kV como de 23 kV, se incumple el criterio de holgura | Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia "Ampliación Lo Boza: Instalación Transformador 50 MVA (Respaldo 23 kV)", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Lo Boza. | No se acoge la observación.<br><br>Para el caso de Lo Boza 12 kV, tanto la Comisión como la empresa observa problemas de suficiencia en el periodo cuando no se consideran los traspasos de demanda hacia otras SPD por un Cambio de Nivel de Tensión previsto de ejecutar en las redes de distribución migrando de 12 a 23 kV, por lo que no se cumpliría el criterio para incorporar una obra por motivos de requerimientos de suficiencia, en el periodo de análisis, con estos eventuales traspasos de demanda. Para el caso de 23 kV, ni en el análisis de esta Comisión ni en el de SAESA se observan sobrecargas en las unidades de transformación, producto de la conexión de nuevos consumos. Es por lo anterior que esta Comisión posterga la incorporación de esta obra para el siguiente proceso. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | alcanzando una cargabilidad de 90% y 88% respectivamente.<br>Si bien se puede evidenciar una problemática para ambos niveles de tensión, de acuerdo con la información compartida por la empresa distribuidora, sus planes de desarrollo a mediano – largo plazo apunta a 23 kV mediante la migración progresiva a través de Cambios de Nivel de Tensión (CNT). Además, para los nuevos ingresos de solicitudes de suministro, se priorizará la energización en 23 kV.<br>Mayores antecedentes en "20230317_Observación Ampliación SE Lo Boza NTR ATMT.pdf" y documentación adjunta. | | |
| 28-14 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 175, ID Obra 37-04, AMPLIACIÓN EN S/E QUILICURA 23 kV: Inst. Tr50 MVA + Celda 23 kV | De acuerdo con los argumentos expuestos por la Comisión para la no recomendación del proyecto se tiene "El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E Quilicura 23 kV. Los resultados de los análisis de suficiencia realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.".<br>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados, actualizando demanda base año 2022 y considerando los planes de obras de la empresa distribuidora ENEL, se tiene la siguiente proyección de demanda: Tabla 13<br><br>Donde se puede apreciar el incumplimiento del criterio de holgura del transformador T2, sin embargo, a nivel de subestación, se tiene una cargabilidad cercana al 60%. Sin | Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia y seguridad "Ampliación en S/E Quilicura 12 kV: Reemplazo Transformador N°2 25x50 MVA + Adecuaciones Patios 12 kV N°2 y N°4", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE Quilicura. | No se acoge la observación.<br><br>Para el caso de la S/E Quilicura 12 kV, ni el análisis de esta Comisión ni el de la empresa transmisora muestra sobrecargas en las unidades de transformación, producto de la conexión de nuevos consumos en el periodo de análisis (2027).<br>Por otro lado, esta Comisión comparte el diagnóstico de seguridad de la subestación, tanto en 12 kV como en 23 kV. Sin embargo, la actual normativa no considera la aplicación de un criterio de seguridad que haga necesaria la incorporación de la |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | embargo, en caso de contingencias y fallas del transformador de mayor potencia, 50 MVA, aun considerando una sobrecarga admisible de un 20% en los transformadores en servicio, se tiene potencia y energía no suministrada, cercana a los 11 MVA al año 2027, como se muestra a continuación: Tabla 14<br><br>Mayores antecedentes en "20230315_Observación Ampliación SE Quilicura RTR ATMT.pdf" y documentación adjunta. | | obra señalada. Sin perjuicio de lo anterior, es importante relevar el proceso de revisión de la NTSyCS programada para el tercer trimestre del presente año, en el cual se analizará la posibilidad de extender la aplicación artículo 5-5 a la planificación de las instalaciones de transmisión zonal. |
| 28-15 | Anexo 1: Proyectos No Recomendados. ID 177, ID Obra 37-06, El Manzano: Reemplazo Transformador N°3 de 20 MVA por uno de 50 MVA 220/23 kV más ampliación de patio 23 kV | De acuerdo con los argumentos expuestos por la Comisión para la no recomendación del proyecto se tiene "El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E El Manzano. Los resultados de los análisis de suficiencia realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Por otra parte, se realizaron análisis adicionales en los cuales se sensibilizó la proyección de demanda, considerando los antecedentes presentados por la promotora, en relación con la eventual conexión de nuevos consumos (factibilidades). En dichos análisis, no se observaron sobrecargas en la unidad de transformación de la subestación primaria de distribución (SPD) en el periodo de análisis.".<br>Sin embargo, de acuerdo con los análisis realizados, actualizando demanda base año 2022, considerando los planes de obras de la empresa distribuidora ENEL y las solicitudes de factibilidad ingresadas (respaldadas en | Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia "Ampliación en SE El Manzano: Nuevo Transformador N°5 220/23 kV 50 MVA", de acuerdo con la propuesta conceptual indicada, necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a SE El Manzano. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con los antecedentes entregados en relación a la existencia de solicitudes de conexión y los análisis de esta Comisión, es posible observar que las cargabilidades de las unidades de transformación, considerando una distribución de carga apropiada entre las unidades de 20 MVA, ambas unidades alcanzarían un nivel de cargabilidad que superaría el 85%, pero no su capacidad total, por lo que la existencia de holgura permitiría suministrar los consumos señaladas. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión estará revisando la incorporación de una obra que, además de mitigar los |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | documentación adjunta), se tiene la siguiente proyección de demanda: Tabla 15<br><br>Donde se puede apreciar el incumplimiento del criterio de holgura del transformador T1, además, a nivel de 23 kV (T1 + T3), también se incumple el criterio de holgura alcanzando una cargabilidad cercana al 96%.<br>Cabe destacar que tanto para el escenario sin factibilidades como con factibilidades, la iniciativa presentada "El Manzano: Reemplazo Transformador N°3 de 20 MVA por uno de 50 MVA 220/23 kV más ampliación de patio 23 kV", no es posible de construir sin una pérdida de suministro, pues el transformador en servicio no es capaz de abastecer toda la demanda, además, de acuerdo con información entrega por la distribuidora ENEL, no existirían las holguras en la red de distribución para tomar carga de las instalaciones cercanas durante el periodo de ejecución de la obras, por lo tanto, se debe reemplazar la iniciativa presentada por la instalación de un quinto transformador 220/23 kV de 50 MVA.<br>Mayores antecedentes en "20230317_Observación Ampliación SE El Manzano RTR ATMT.pdf" y documentación adjunta. | | problemas de suficiencia que pudieran existir en las unidades de transformación, normalice la conexión de esta S/E. En consecuencia, esta Comisión decide postergar la incorporación de esta obra para el próximo plan. |
| 28-16 | "Análisis Radial ITP 2022.xlsx" | Producto del procedimiento establecido en la compañía, a principios de cada año se analizan las demandas leídas del año anterior y las nuevas factibilidades recibidas de la distribuidora. Como resultado de ello, se ha detectado para el caso de subestación Cañete un incremento en la demanda para el año 2022 mayor al proyectado en base a la demanda base año 2021 alcanzando al año 2027 una cargabilidad de un 91,9% y 98% para los escenarios | Se solicita incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2022, el proyecto por suficiencia "Ampliación SE Cañete – Nuevo T2 66/23 kV 16 MVA" (de acuerdo con los alcances referenciales propuestos), necesario para el abastecimiento | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con el perfil de demanda horaria considerado por esta Comisión, el cual está basado directamente en los medidores de la S/E para el año 2021, y la tasa de crecimiento para la subestación, no |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | vegetativo y con factibilidades respectivamente, como se muestra a continuación:<br><br>(TABLA)<br><br>Cabe destacar, como antecedente adicional, que el CEN dentro de su análisis del sistema, detectó esta necesidad y propuso este proyecto en su informe PET de enero 2023 por concepto de suficiencia, para asegurar el abastecimiento de la demanda.<br>Por lo tanto, es menester la inclusión de esta obra en el ITD del Plan 2022 dado que, la espera al Plan 2023, produciría altos niveles de carga en el actual transformador.<br>Mayores antecedentes en "20230317_Observación Ampliación SE Cañete (NTR ATMT).pdf" y documentación adjunta. | de la demanda asociada a SE Cañete. | se observan problemas de suficiencia hasta al menos el año 2030, por lo que es posible postergar esta obra de ampliación. |
| 28-17 | "Análisis Radial ITP 2022.xlsx" | Producto del procedimiento establecido en la compañía, a principios de cada año se analizan las demandas leídas del año anterior y las nuevas factibilidades recibidas de la distribuidora. Como resultado de ello, se ha detectado para el caso de subestación Cabrero un incremento en la demanda para el año 2022 y 2023 mayor al proyectado en base a la demanda base año 2021, alcanzando el transformador T2 66/23 kV 16 MVA al año 2027 una cargabilidad de un 84,4% y 111% para los escenarios vegetativo y con factibilidades respectivamente, como se muestra a continuación:<br><br>Ver Tabla 18 y Tabla 19. | Se solicita considerar la demanda leída 2023 y la demanda extra tendencial expuesta en las proyecciones de demanda y por ende incluir la iniciativa "Ampliación en SE Cabrero (NTR ATMT)" (de acuerdo con los alcances referenciales propuestos en el punto 3) en el Plan Anual de Expansión 2022 por conceptos de suficiencia. | No se acoge la observación.<br><br>De acuerdo con el perfil de demanda horaria considerado por esta Comisión, el cual está basado directamente en los medidores de la S/E para el año 2021, y la tasa de crecimiento para la subestación, no se observan problemas de suficiencia hasta al menos el año 2030, por lo que es posible postergar esta obra de ampliación. |

| ID | Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar | Observación | Propuesta | Respuesta |
|---|---|---|---|---|
| | | Mayores antecedentes en “20230317_Observación Ampliación SE Cabrero (NTR ATMT).pdf” y documentación adjunta. | | |

# Anexos Empresa 28

*Figura 66*

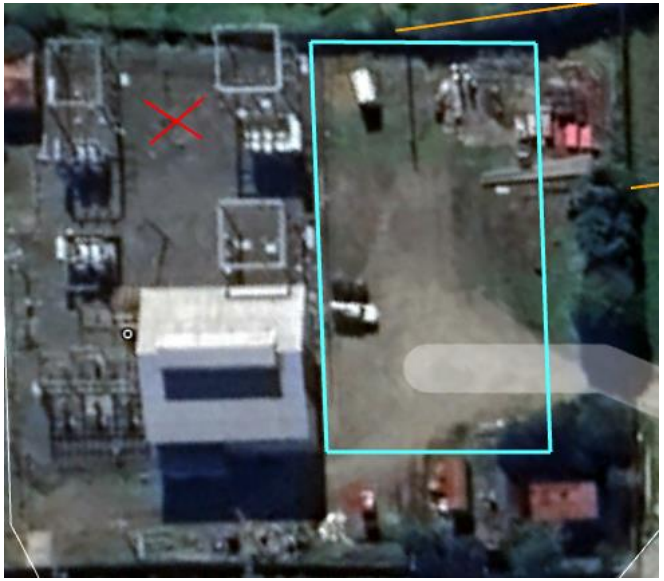


*Tabla 9*

| Transformador | SNOM | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Loncoche 066->Loncoche 023 I (CGE) | 10 | MVA | - | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| Loncoche 066->Loncoche 023 II (STS)* | 10 | MVA | - | 8,1 | 6,2 | 8,3 | 8,5 | 8,7 | 8,9 | 9,1 | 9,3 | 9,6 |
| Loncoche 066->Loncoche 13.2 I (CGE) | 5 | MVA | - | 4,5 | 4,6 | 2,8 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,2 | 3,3 | 3,4 |
| Loncoche 066->Loncoche 13.2 II (Resp) | 5 | MVA | - | | | | | | | | | |
| Loncoche 066->Loncoche 023 I | 10 | %Carga | - | 17,3% | 17,5% | 17,6% | 17,7% | 17,8% | 17,9% | 18,0% | 18,1% | 18,1% |
| Loncoche 066->Loncoche 023 II | 10 | %Carga | - | 80,8% | 61,5% | 82,7% | 84,8% | 87,0% | 89,0% | 91,0% | 93,5% | 95,5% |
| Loncoche 066->Loncoche 13.2 I | 5 | %Carga | - | 89,4% | 91,8% | 55,1% | 57,3% | 59,5% | 61,5% | 63,5% | 65,9% | 68,0% |
| Loncoche 066->Loncoche 13.2 II | 5 | %Carga | - | | | | | | | | | |

*Tabla 10*

| Transformador | SNOM | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 | 25 | MVA | - | 15,0 | 19,0 | 19,2 | 19,3 | 19,5 | **19,6** | 19,8 | 20,1 | 20,3 |
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 II | 25 | MVA | - | 16,8 | 16,9 | 17,0 | 17,2 | 21,7 | **21,8** | 22,0 | 22,4 | 22,6 |
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 III | 50 | MVA | - | 0,0 | 0,0 | 19,6 | 19,6 | 19,6 | **19,6** | 19,6 | 19,6 | 19,6 |
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 | 25 | %Carga | - | 59,8% | 76,0% | 76,6% | 77,2% | 77,9% | **78,5%** | 79,3% | 80,5% | 81,4% |
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 II | 25 | %Carga | - | 67,1% | 67,4% | 68,1% | 68,8% | 86,6% | **87,3%** | 88,2% | 89,5% | 90,5% |
| Bicentenario 110->Bicentenario 012 III | 50 | %Carga | - | 0,0% | 0,0% | 39,1% | 39,1% | 39,1% | **39,1%** | 39,1% | 39,1% | 39,1% |

*Tabla 11*

| Transformador | SNOM (%) | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bicentenario 12 kV | 60 | MVA | - | 31,7 | 35,9 | 55,8 | 56,1 | 60,7 | **61,0** | 61,4 | 62,1 | 62,5 |
| Bicentenario 12 kV | 60 | %Carga | - | 52,9% | 59,8% | 92,9% | 93,5% | 101,2% | 101,7% | 102,4% | 103,5% | 104,2% |
| Potencia No Suministrada | | | - | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 1,0 | 1,4 | 2,1 | 2,5 |
| (*) Considerando Falla Transformador de mayor Potencia (T3 110/12 kV 50 MVA) y Sobrecarga de un 20% de la Instalaciones en Servicio | | | | | | | | | | | | |

*Tabla 12*

| Transformador | SNOM | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 I (T1) | 25 | MVA | - | 24,9 | 25,8 | 25,9 | 26,1 | 26,4 | 26,5 | 26,7 | 27,1 | 27,2 |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 II (T2) | 25 | MVA | | 22,2 | 22,3 | 22,5 | 20,5 | 20,7 | 20,9 | 21,0 | 21,3 | 21,5 |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 III (T4) | 50 | MVA | | 44,6 | 42,3 | 42,6 | 45,1 | 42,0 | 42,2 | 42,5 | 43,2 | 43,5 |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 T5 (Resp) | 22 | MVA | | | | | | | | | | |
| Lo Boza 110->Lo Boza 023 (T3) | 50 | MVA | | 41,2 | 35,1 | 35,6 | 43,0 | 43,7 | 44,3 | 48,2 | 49,2 | 50,2 |
| Lo Boza 110->Lo Boza 023 II (T6) | 50 | MVA | - | 0,0 | 28,4 | 28,4 | 39,8 | 43,4 | 43,4 | 43,4 | 43,4 | 43,4 |
| Lo Boza 23 kV | 100 | MVA | - | 41,2 | 63,5 | 64,0 | 82,7 | 87,1 | 87,7 | 91,6 | 92,6 | 93,6 |
| Lo Boza 12 kV | 100 | MVA | - | 91,7 | 90,5 | 91,0 | 91,8 | 89,0 | 89,6 | 90,2 | 91,6 | 92,2 |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 I (T1) | 25 | %Carga | - | 99% | 103% | 104% | 105% | 106% | 106% | 107% | 108% | 109% |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 II (T2) | 25 | %Carga | - | 89% | 89% | 90% | 82% | 83% | 83% | 84% | 85% | 86% |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 III (T4) | 50 | %Carga | - | 89% | 85% | 85% | 90% | 84% | 84% | 85% | 86% | 87% |
| Lo Boza 110->Lo Boza 012 T5 (Resp) | 22 | %Carga | - | | | | | | | | | |
| Lo Boza 110->Lo Boza 023 (T3) | 50 | %Carga | - | 82% | 70% | 71% | 86% | 87% | 89% | 96% | 98% | 100% |
| Lo Boza 110->Lo Boza 023 II (T6) | 50 | %Carga | - | 0% | 57% | 57% | 80% | 87% | 87% | 87% | 87% | 87% |
| Lo Boza 23 kV | 100 | %Carga | - | 41% | 64% | 64% | 83% | 87% | 88% | 92% | 93% | 94% |
| Lo Boza 12 kV | 100 | %Carga | - | 92% | 90% | 91% | 92% | 89% | 90% | 90% | 92% | 92% |

*Tabla 13*

| Transformador | SNOM | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Quilicura 110->Quilicura 012 II | 25 | MVA | - | **20,65** | 22,7 | 22,8 | 23,1 | 23,4 | 23,6 | 23,9 | 24,2 | 24,4 |
| Quilicura 110->Quilicura 012 III | 50 | MVA | - | **27,46** | 27,6 | 27,8 | 28,1 | 28,6 | 28,8 | 29,2 | 29,6 | 29,9 |
| Quilicura 110->Quilicura 012 IV | 25 | MVA | - | **18,35** | 17,8 | 17,9 | 18,1 | 18,4 | 18,6 | 18,8 | 19,1 | 19,3 |
| Quilicura 110->Quilicura 023 | 50 | MVA | - | **20,68** | 17,6 | 17,8 | 18,3 | 18,9 | 19,3 | 19,8 | 20,4 | 20,8 |
| Quilicura 110->Quilicura 012 II | 25 | %Carga | - | **82,6%** | 90,8% | 91,3% | 92,3% | 93,6% | 94,3% | 95,5% | 96,8% | 97,6% |
| Quilicura 110->Quilicura 012 III | 50 | %Carga | - | **54,9%** | 55,2% | 55,6% | 56,2% | 57,1% | 57,6% | 58,4% | 59,3% | 59,8% |
| Quilicura 110->Quilicura 012 IV | 25 | %Carga | - | **73,4%** | 71,1% | 71,6% | 72,4% | 73,6% | 74,2% | 75,3% | 76,5% | 77,2% |
| Quilicura 110->Quilicura 023 | 50 | %Carga | - | **41,4%** | 35,1% | 35,7% | 36,7% | 37,8% | 38,6% | 39,7% | 40,7% | 41,7% |

*Tabla 14*

| Proyección de Demanda | P Firme (*) | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| QUILICURA 12 kV | 60 | MVA | - | **66,47** | 68,09 | 68,50 | 69,30 | 70,36 | 70,94 | 71,91 | 72,96 | 73,61 |
| QUILICURA 12 kV | 60 | %Carga | - | 110,8% | 113,5% | 114,2% | 115,5% | 117,3% | 118,2% | 119,9% | 121,6% | 122,7% |
| Potencia No Suministrada | | MVA | - | **6,47** | 8,09 | 8,50 | 9,30 | 10,36 | 10,94 | 11,91 | 12,96 | 13,61 |

(*) Considerando Falla Transformador de mayor Potencia y Sobrecarga de un 20% de la Instalaciones en Servicio

*Tabla 15*

| Transformador | SNOM | Unidad | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **El Manzano 220->El Manzano 023 I** | **20** | **MVA** | **-** | **17,2** | **22,2** | **22,3** | **22,4** | **22,5** | **22,6** | **23,4** | **23,5** | **23,8** |
| **El Manzano 220->El Manzano 023 III** | **20** | **MVA** | **-** | **5,3** | **15,7** | **15,8** | **15,8** | **15,8** | **15,8** | **16,1** | **16,1** | **16,2** |
| El Manzano 220->El Manzano 023 II | 20 | MVA | - | **8,3** | 8,4 | 8,4 | 8,5 | 8,5 | 8,6 | 8,9 | 9,0 | 9,1 |
| El Manzano 220->El Manzano 023 IV | 20 | MVA | - | **4,1** | 4,1 | 4,1 | 4,2 | 4,2 | 4,2 | 4,4 | 4,4 | 4,5 |
| **El Manzano 220->El Manzano 023 I** | **20** | **%Carga** | **-** | **85,8%** | **111,1%** | **111,5%** | **112,2%** | **112,7%** | **113,1%** | **116,8%** | **117,3%** | **119,2%** |
| **El Manzano 220->El Manzano 023 III** | **20** | **%Carga** | **-** | **26,3%** | **78,6%** | **78,8%** | **79,0%** | **79,1%** | **79,2%** | **80,4%** | **80,5%** | **81,1%** |
| El Manzano 220->El Manzano 023 II | 20 | %Carga | - | **41,5%** | 41,8% | 42,0% | 42,3% | 42,5% | 42,8% | 44,6% | 44,8% | 45,7% |
| El Manzano 220->El Manzano 023 IV | 20 | %Carga | - | **20,4%** | 20,6% | 20,7% | 20,8% | 20,9% | 21,0% | 21,9% | 22,0% | 22,5% |

*Tabla 16*

Tabla 2.3 - Proyección Vegetativa Anexo Análisis Radial ITP con corrección de Demanda Base.

| Transformador | Unidad | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cabrero 066->Cabrero 13.8 (T1) | MVA | - | 11,3 | 11,9 | 12,5 | 13,2 | 13,8 | 14,5 | 15,2 | 15,9 |
| Cabrero 066->Cabrero 023 (T2) | MVA | - | 11,6 | 12,0 | 12,5 | 13,0 | 13,5 | 14,1 | 14,6 | 15,2 |
| Cabrero 066->Cabrero 13.8 (T1) | %Carga | - | **70,7%** | **74,2%** | **78,1%** | **82,3%** | **86,3%** | **90,6%** | **95,0%** | **99,6%** |
| Cabrero 066->Cabrero 023 (T2) | %Carga | - | **72,5%** | **75,1%** | **78,0%** | **81,3%** | **84,4%** | **87,9%** | **91,5%** | **95,2%** |

*Tabla 17*

Tabla 2.5 - Proyección Vegetativa Anexo Análisis Radial ITP con corrección de Demanda Base + Factibilidades.

| Transformador | Unidad | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cabrero 066->Cabrero 13.8 (T1) | MVA | - | 11,3 | 11,9 | 12,5 | 13,2 | 13,8 | 14,5 | 15,2 | 15,9 |
| Cabrero 066->Cabrero 023 (T2) | MVA | - | 11,6 | 12,0 | 16,7 | 17,3 | 17,8 | 18,3 | 18,9 | 19,5 |
| Cabrero 066->Cabrero 13.8 (T1) | %Carga | - | **70,7%** | **74,2%** | **78,1%** | **82,3%** | **86,3%** | **90,6%** | **95,0%** | **99,6%** |
| Cabrero 066->Cabrero 023 (T2) | %Carga | - | **72,5%** | **75,1%** | **104,6%** | **107,9%** | **111,0%** | **114,5%** | **118,1%** | **121,8%** |

*Tabla 18*

Tabla 2.2.4.1 Proyección de Demanda Vegetativa SE Cañete – Corrección Demanda Base Año 2022 - Tasas CNE "Análisis Radial"

**Demanda Base 2022 -Analisis Radial**

| SUBESTACIÓN | TRANSFORMADOR | S_Nom [MVA] | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cañete | Cañete T1 16 MVA 66/23 kV [MVA] | 16 | 12,6 | 12,8 | 13,2 | 13,7 | 14,2 | 14,7 | 15,3 | 15,9 | 16,5 |
| Cañete | Cañete T1 16 MVA 66/23 kV [%] | 16 | 78,6% | 80,2% | 82,7% | 85,6% | 88,9% | 91,9% | 95,6% | 99,3% | 103,1% |

*Tabla 19*

Tabla 2.2.5.2 Proyección de Demanda Vegetativa SE Cañete – Corrección Demanda Base Año 2022 - Tasas CNE "Análisis Radial" + Factibilidades

**Demanda Base 2022 -Analisis Radial + Factiblidades**

| SUBESTACIÓN | TRANSFORMADOR | S_Nom [MVA] | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cañete | Cañete T1 16 MVA 66/23 kV [MVA] | 16 | 12,6 | 13,7 | 14,1 | 14,6 | 15,2 | 15,7 | 16,3 | 16,9 | 17,6 |
| Cañete | Cañete T1 16 MVA 66/23 kV [%] | 16 | 78,6% | 85,5% | 88,1% | 91,2% | 94,8% | 98,0% | 101,9% | 105,8% | 109,9% |