

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 2021,  
APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN EXENTA CNE N°35 DEL 12  
DE ENERO DE 2022

---

## E01 - Bioenergías Forestales SpA & CMPC

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E01-01	7.3.3.3 Proyectos Comprometido	De acuerdo a lo indicado en la tabla 7.2 del ITP 2021, el proyecto Parque Eólico San Rarincó aparece conectado en la barra Santa Fe CMPC 220. Sin embargo, de acuerdo a la información oficial de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, el proyecto se encuentra en calidad de desistida para conexión en la barra Santa Fe CMPC 220. En su reemplazo la empresa Energía Renovable Verano Tres SpA ingreso un nuevo proyecto conectado en la barra los Varones 220 kV	Tabla 7.2: Proyectos de generación comprometidos Proyecto: Parque Eólico San Rarincó Reemplazar barra Santa Fe CMPC 220 por Los Varones 220	No se acoge la observación.  De acuerdo a los antecedentes con los que se desarrolló el proceso de planificación 2021, la central San Rarincó ha informado que para su conexión hará uso de las instalaciones de CMPC (información de mayo 2021). Sin desmedro de lo anterior, en los próximos procesos de planificación se revisará el punto de conexión y las características de la central, según la información que aporte la empresa Energía Renovable Verano Tres SpA a esta Comisión, con motivo de respaldar los suministros a clientes sometidos a regulación de precios bajo los contratos asociados a la licitación de suministro 2017/02.
E01-02	5.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)	La ampliación de la S/E Celulosa Pacífico considera la implantación de 2 paños nuevos de línea correspondientes a LT 1x220kV Epuleufú- Celulosa Pacifico y LT 1x220kV La Invernada-Celulosa Pacifico, además del espacio disponible para la construcción de un paño que permita la conexión de un futuro proyecto en la zona. También la ampliación se debe hacer cargo de la modificación de la acometida a la S/E de ambas líneas de transmisión (LT 1x220kV Epuleufú- Celulosa Pacifico, LT 1x220kV La	Reemplácese el párrafo primero del literal a. del numeral 2.3.19. "AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)" del artículo 1., por el siguiente: "El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal, adecuación e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Celulosa Pacífico, cuya configuración corresponde a barra simple. El proyecto contempla también la implementación de dos nuevos paños a fin de permitir la conexión de las líneas	Se acoge parcialmente la observación.  En relación a la observación presentada por la empresa Bioenergías Forestales SpA & CMPC, en la que solicita modificar la descripción de la obra del numeral 5.2.1 "Ampliación en S/E Celulosa Pacífico (BA), esta Comisión concuerda en que se debe realizar una modificación en la descripción de la obra de manera que quede más claro el alcance de la misma, pero no utilizará la propuesta presentada, puesto que,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Invernada-Celulosa) y la construcción de una nueva sala de control con el equipamiento requerido para el proyecto. Debido a que las instalaciones intervenidas obedecen a procesos productivos (fábrica de celulosa), se deben considerar obras provisorias que permitan la construcción de la ampliación utilizando corte de energía de 12 horas. Se adjunta diagrama unilineal.	1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico y 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico. Además, la ampliación de la barra debe permitir el espacio de un futuro paño para nuevos proyectos de generación en la zona. La modificación señalada se hará cargo de los cambios en las acometidas a la S/E Celulosa Pacifico de las líneas LT 1x220kV Epuleufú-Celulosa Pacifico, LT 1x220kV La Invernada-Celulosa".	conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el alcance de la obra de acuerdo a lo que se consigna en el ITF.
E01-03	5.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)	El V.I. referencial del Proyecto está por debajo de nuestra estimación en cuanto a las obras requeridas. Se adjunta informe de valorización de la Ampliación.	El V.I. referencial del Proyecto es de 4.405.112 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.	Se acoge parcialmente la observación.  Se actualiza la valorización referencial de la obra en función de la modificación del alcance de esta.
E01-04	5.2.1 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS)	El COMA debe ser ajustado en línea con la nueva propuesta.	El COMA debe ser ajustado en línea con la nueva propuesta. El C.O.M.A. referencial se establece en 72.000 dólares (1,6% del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América."	Se acoge parcialmente la observación.  Se actualiza la valorización referencial de la obra en función de la modificación del alcance de esta, por lo tanto, se cambia también el C.O.M.A. respectivo.

---

## E02 – AES Andes

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E02-01	1. 10. Anexo 1, Proyectos No Recomendados, tabla N°1, N°124 Seccionamiento Línea 2x220 kV Collahuasi - Encuentro, en Quillagua 220 kV	Respecto a la propuesta "Seccionamiento Línea 2x220 kV Collahuasi - Encuentro, en SE Quillagua", se determinó que el seccionamiento planteado no aporta en la reducción de los costos de operación del sistema. De acuerdo los anexos adjuntos al informe, el seccionamiento tuvo un impacto negativo en los costos operacionales, aún sin descontar el AVI del proyecto. Este aumento puede ser explicado por la configuración utilizada por la CNE en la transmisión para evaluar el seccionamiento	Se solicita respaldar la configuración de los controladores N-1 de la modelación de la transmisión utilizada para modelar el seccionamiento propuesto y, alternativamente, probar o refutar la configuración propuesta a continuación. Ver Figura 1	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, resulta necesario indicar que la zona de emplazamiento del proyecto ha sido objeto de múltiples obras de expansión durante el último período, entre ellas, obras de mediano o corto plazo, como, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro.</li> <li>b) Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera – María Elena y 2x220 kV María Elena – Kimal.</li> <li>c) Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena.</li> <li>d) Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT).</li> <li>e) Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal.</li> </ul> <p>Adicionalmente, en el último proceso de expansión (2020) se abordaron las necesidades de mediano y largo plazo de la zona mediante un proyecto de mayor envergadura que consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, tramo Nueva Lagunas – Lagunas.</li> <li>b) Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal.</li> </ul> <p>Con lo anterior se dio solución a los problemas de congestiones en el corto, mediano y largo plazo del Sistema de Transmisión Nacional (STN), permitiendo el abastecimiento de la demanda y también permitiendo albergar nuevos proyectos de generación, cumpliendo con el mandato de la LGSE de crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Asimismo, es del caso destacar que, entre el proceso de planificación 2020 y el actual proceso de planificación, no han ocurrido cambios significativos en los escenarios de demanda o generación en la zona que creen nuevas necesidades de proyectos de expansión de los diferentes corredores de transmisión en la zona bajo análisis.</p> <p>Por otra parte, el proyecto propuesto por la empresa AES Andes ha sido evaluado en procesos de expansión anteriores, siendo descartado, esencialmente, por los siguientes motivos:</p> <p>a) El proyecto supondría la incorporación al Sistema de Transmisión Nacional de un nuevo seccionamiento de líneas (ampliación de barras y tendido de aproximadamente 10 km de línea doble circuito) y de 77 kilómetros de líneas de doble circuito en 220 kV, que actualmente pertenecen al segmento de transmisión dedicada, pero que pasarían a transformarse en instalaciones de servicio público. Estas instalaciones no fueron consideradas en la evaluación presentada por la empresa.</p> <p>b) La operación de las instalaciones dedicadas (línea seccionada entre S/E Encuentro y S/E Collahuasi) como instalaciones de transmisión nacional en el tramo que corresponda, impone restricciones de transmisión mayores a las existentes hoy en día, lo que se traduce en un incremento en los costos de operación del Sistema y, peor aún, en un uso ineficiente de los proyectos ya decretados en la zona.</p> <p>Finalmente, y en respuesta a la observación relativa a las limitaciones de transporte señaladas por la empresa, se debe indicar que:</p> <p>3) Los límites de transferencia establecidos entre la S/E Encuentro y S/E Lagunas (y tramos intermedios) se construyeron en base a garantizar una operación del Sistema de Transmisión Nacional con un criterio de seguridad N-1, lo cual no se aplica para los tramos entre las SS/EE Encuentro y</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Collahuasi, a las que no se les aplica dicha restricción, dada su calificación como instalaciones dedicadas.</p> <p>Sin embargo, una vez que se modela el seccionamiento de la línea 2x220 kV Encuentro – Collahuasi en S/E frontera (ex Quillagua), el límite de transporte del tramo entre S/E Encuentro y S/E Frontera de esta línea disminuye.</p> <p>b) No se utilizan los límites de transporte indicados por la empresa debido a que en algunas zonas se transgrediría el criterio de seguridad N-1 en instalaciones de transmisión nacional.</p>
E02-02	<p>2. 10. Anexo 1, Proyectos No Recomendados, tabla N°1, N°124 Seccionamiento Línea 2x220kV Collahuasi – Encuentro, en Quillagua 220 kV</p>	<p>Respecto a la propuesta “Seccionamiento Línea 2x220 kV Collahuasi – Encuentro, en SE Quillagua”, se determinó que el seccionamiento planteado no aporta en la reducción de los costos de operación del sistema.</p> <p>De acuerdo con los anexos adjuntos al informe, se puede comprobar que el flujo en el tramo Lagunas – Collahuasi se encuentra sin restricciones de flujo máximo.</p>	<p>Se solicita respaldar y/o modificar en la evaluación definitiva, incorporando la limitación de flujo máximo sobre el tramo Lagunas -&gt;Collahuasi.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión mantiene el criterio de operar la instalación de transmisión dedicada entre S/E Lagunas y S/E Collahuasi sin restricciones de capacidad, dado que el cliente libre al cual abastecen estas instalaciones presenta una demanda en el mediano y largo plazo desadaptada a la capacidad de transmisión de la dispone actualmente para ser abastecida.</p> <p>Por lo anterior, se tomó como criterio conservador el supuesto de que el cliente libre realizará las inversiones necesarias para potenciar sus instalaciones hasta llegar a un nodo del Sistema de Transmisión Nacional que le permita abastecer de forma eficiente sus requerimientos. De esta forma, dado que el nodo más cercano con esas características es la S/E Lagunas, se opta por modelar la operación de la línea 2x220 kV Collahuasi – Lagunas sin restricción de transmisión. Junto con lo anterior, y para evitar el hecho de contar con un corredor en paralelo al Sistema de Transmisión Nacional, entre las subestaciones Encuentro y Lagunas, que oculte las necesidades de ampliación del sistema de transmisión de servicio público, se restringe el límite de transferencias de la línea 2x220 kV Collahuasi – Encuentro, considerando para su modelación una operación consistente con su capacidad máxima (criterio N).</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E02-03	3. 10. Anexo 1, Proyectos No Recomendados, tabla N°1, N°124 Seccionamiento Línea 2x220kV Collahuasi – Encuentro, en Quillagua 220 kV	Se solicita–modificar la modelación en los términos de las observaciones 1 y 2	Se solicita incorporar la obra de seccionamiento en Quillagua, de acuerdo a la propuesta presentada por AES Andes	Ver respuesta a observación E02-02.
E02-04	4. 10. Anexo 1, Proyectos No Recomendados, tabla N°1, N°123 Almacenamiento Tramo Valdivia - Pichirropulli 220 kV	De acuerdo al análisis realizado por la Comisión, el proyecto entrega beneficios económicos en los 5 escenarios evaluados. Lo anterior coherentemente con la propuesta presentada por AES Andes. Ver Figura 2.	Se identifica que no existe sustento normativo para descartar la inclusión de la obra, la cual cumple con todos los criterios de evaluación identificados en el DS °37 "APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN". Por lo anterior se solicita incluir la obra propuesta por AES Andes.	No se acoge la observación.  Del análisis desarrollado por esta Comisión se concluye que la obra en cuestión representa una alternativa eficiente para el mediano y largo plazo. Sin embargo, al no presentar beneficios netos positivos durante los primeros 5 años desde su entrada en operación, resulta más eficiente su incorporación en procesos de expansión posteriores.
E02-05	5. 3.2.2 NUEVO SISTEMA DE	De acuerdo al art.109 del DS 125, los Sistemas de	Se sugiere incluir un nuevo inciso final en	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Almacenamiento de Energía (SAE) que forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación de la transmisión, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros. Sin embargo, con el propósito de incentivar una licitación competitiva se sugiere indicar en la descripción del proyecto que se permitirán SAE con una capacidad de almacenamiento mayor a 15 minutos, almacenamiento adicional que no será remunerado a través del cargo único a que se refiere el artículo 115º de la Ley, y con el cual el titular del proyecto estará habilitado a participar en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios.	<p><b>"3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra"</b></p> <p>"Para efectos de la futura licitación se permitirán sistemas de almacenamiento de energía con una capacidad de almacenamiento mayor a 15 minutos. Este almacenamiento adicional no será remunerado a través del cargo único a que se refiere el artículo 115º de la Ley, no obstante, el titular del proyecto estará habilitado a participar en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios con el excedente de capacidad de almacenamiento por sobre lo requerido para la función en transmisión".</p>	A juicio de esta Comisión, no corresponde incorporar lo indicado por la empresa, por cuanto excede lo que se entiende por la descripción de una obra del plan de expansión, estimándose además innecesario reiterar lo que se encuentra ya establecido en la regulación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E02-06	6. 3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Se solicita aclarar en la descripción del proyecto, si este utilizará posiciones en la barra de 500 kV o en la barra de 220 kV.	Incluir en la descripción del proyecto la aclaración.	No se acoge la observación.  En la descripción se indica claramente en qué nivel de tensión se conecta la obra (numeral 3.2.2 del Informe Técnico Final)
E02-07	7. 3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Se solicita aclarar en la descripción del proyecto, si en el ítem servidumbre del VI referencial considera o no la valorización de terrenos necesarios para la instalación de la batería y el transformador.	Incluir en la descripción del proyecto la aclaración.	No se acoge la observación.  La tabla incorporada en el título 9 del informe indica los componentes de la valorización, individualizándose la servidumbre en el numeral 2.4. Adicionalmente, en el anexo de ingenierías conceptuales se entrega más detalle del alcance de la obra, el que es de carácter referencial.
E02-08	1. Obra de Ampliación línea 2x220 Andes - Montemina (Likantai)	De acuerdo a los documentos del Coordinador Eléctrico Nacional: 1. DE00264-22" INFORME TÉCNICO ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE INSTALACIONES COMUNES 2. PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2022. Se observa congestiones futuras en el tramo Andes -	Se solicita considerar la obra de ampliación en el proceso de expansión 2021, con el fin que su energización pueda estar cercana a la Puesta en Servicio y Entrada en Operación de la S/E Montemina y la Ampliación del tramo Montemina (Likantai)- Nueva Zaldívar Decretada en el Plan de Expansión 2020, con ejecución	No se acoge la observación.  Esta obra no fue presentada en el proceso de convocatoria del Plan de expansión 2021 y además no fue propuesta por el CEN en su propuesta ni en su complemento.  En este sentido, cabe hacer presente que el proceso de observaciones al ITP no es una instancia de presentación de proyectos que no versen sobre obras propuestas por esta Comisión o que hayan sido presentadas en el proceso regular de convocatoria (empresas) ni por el CEN.  Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que esta Comisión no observa congestiones en el mediano o largo plazo que justifiquen la

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Montemina (Likanantai), lo anterior debido al desarrollo y conexión de proyectos en la zona. Ver Figura 3.	obligatoria y un plazo de ejecución de 24 meses	incorporación de la obra en base a los antecedentes con los cuales se construyó el plan de expansión 2021.

# Anexos Empresa 02

Figura 1

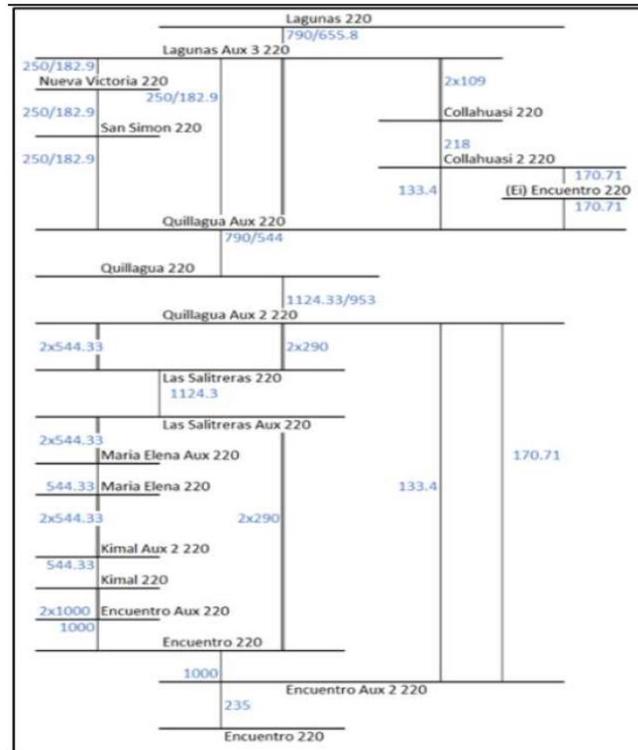


Figura 2

N°	Cod	PROPONENTE	PROPUESTA	CosOpe	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
0	02 Base	-	-	CosOpe Sin Proyecto	21,625	18,166	21,536	20,278	31,731
10	Gener-12 Gener_Bess Pichirropulli	Gener	12 Gener_Bess Pichirropulli	CosOpe con Proyecto + AVI (tasa 2021)	21,609	18,142	21,489	20,262	31,551
10	Gener-12 Gener_Bess Pichirropulli	Gener	12 Gener_Bess Pichirropulli	Beneficios (Base - Proyecto) Tasa 2021	16	24	46	17	180

Figura 3

Tabla 1-1 Resumen Propuesta Plan de Expansión de la Transmisión 2022 Transmisión Nacional.

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Long [km]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Cons [meses]	VI Ref. [MMUSD]	Justificación de la obra	Comentario	Tipo de Obra
1	Aumento de capacidad en la línea 2x220 kV Andes - Likanantai	660	43,6	2027	Inmediata	Nacional	24	13,6	Promover oferta y facilitar competencia	Evitar congestiones en el tramo 2x220 kV Andes – Likanantai	Ampliación

---

## E03 – COPELEC

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E03-01	1.- AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO	<p>El proyecto "AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO" se presentó en el Informe de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 22 de enero de 2021, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 12 de enero de 2022, no considera en su actual revisión la obra indicada, la cual se enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble. Finalmente se informa que esta propuesta de obra fue</p>	<p>De acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar e incluir en el Informe Técnico Definitivo las siguientes obras asociadas: AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO, NUEVA S/E COIHUECO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO y NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO. Lo anterior, permitirá que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de la zona puedan contar con oportunidades de interconectar sus alimentadores y con ello mejorar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>No se presentaron antecedentes adicionales que justifiquen modificar la definición tomada por esta Comisión en cuanto a postergar la eventual incorporación de la obra en cuestión. Dado lo anterior, la obra no será incorporada en el presente proceso de expansión.</p> <p>Adicionalmente, es del caso indicar que estas obras, así como otras tendientes a incorporar nuevas subestaciones primarias de distribución, corresponde que sean analizadas en el contexto de la aplicación del Artículo 81 del Reglamento de Planificación, considerando la información que se defina que deban entregar las empresas de distribución que operen en las distintas zonas de concesión aledañas a la ubicación de las obras en estudio. A mayor abundamiento, se sugiere revisar la respuesta a la observación E25-09.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		nuevamente presentada en el reciente Informe "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 21 de enero de 2022, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2022.		
E03-02	2.- NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO	El proyecto "NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO" se presentó en el Informe de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 22 de enero de 2021, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 12 de enero de 2022, no considera en su actual revisión la obra indicada, la cual se enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda	De acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar e incluir en el Informe Técnico Definitivo las siguientes obras asociadas: AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO, NUEVA S/E COIHUECO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO y NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO. Lo anterior, permitirá que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de la zona puedan contar con oportunidades de interconectar sus alimentadores y con ello mejorar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro.	Ver respuesta a observación E03-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble.</p>		
E03-03	3.- NUEVA S/E COIHUECO	<p>El proyecto "NUEVA S/E COIHUECO" se presentó en el Informe de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 22 de enero de 2021, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 12 de enero de 2022, no considera en su actual revisión la obra indicada, la cual se enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo. c) Establecer la</p>	<p>De acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar e incluir en el Informe Técnico Definitivo las siguientes obras asociadas: AMPLIACIÓN S/E MONTEERRICO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTEERRICO-NUEVA COIHUECO, NUEVA S/E COIHUECO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO y NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO. Lo anterior, permitirá que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de la zona puedan contar con oportunidades de interconectar sus alimentadores y con ello mejorar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro.</p>	<p>Ver respuesta a observación E03-01.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble.</p>		
E03-04	4.- NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO	<p>El proyecto "NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO" se presentó en el Informe de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 22 de enero de 2021, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 12 de enero de 2022, no considera en su actual revisión la obra indicada, la cual se enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las</p>	<p>De acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar e incluir en el Informe Técnico Definitivo las siguientes obras asociadas: AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO, NUEVA S/E COIHUECO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO y NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO. Lo anterior, permitirá que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de la zona puedan contar con oportunidades de interconectar sus alimentadores y con ello mejorar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro.</p>	<p>Ver respuesta a observación E03-01.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble.		
E03-05	5.- NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO	El proyecto "NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO" se presentó en el Informe de "Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021" emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional con fecha 22 de enero de 2021, en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021. Al respecto, observamos que el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021" emitido por la Comisión Nacional de Energía con fecha 12 de enero de 2022, no considera en su actual revisión la obra indicada, la cual se enmarca en el desarrollo de infraestructura eléctrica de transmisión para la región de Ñuble que permitirá: a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la Región del Ñuble en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel AT/MT en el largo plazo. d)	De acuerdo a lo argumentado en la columna de "Observación", se propone a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar e incluir en el Informe Técnico Definitivo las siguientes obras asociadas: AMPLIACIÓN S/E MONTERRICO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV MONTERRICO-NUEVA COIHUECO, NUEVA S/E COIHUECO, NUEVA LÍNEA 2x66 KV COIHUECO-PINTO, TENDIDO PRIMER CIRCUITO y NUEVA S/E SECCIONADORA PINTO. Lo anterior, permitirá que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de la zona puedan contar con oportunidades de interconectar sus alimentadores y con ello mejorar la continuidad, calidad y confiabilidad del suministro.	Ver respuesta a observación E03-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Incentivar el desarrollo de la reciente Región del Ñuble.		

---

## E04 – Inkia Energy

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E04-01	Motivación de no recomendación proyecto Subestación Los Rulos.	En procesos de años anteriores se menciona que no se justifica el proyecto dado que corresponde a una solución para un proyecto de generación particular. Favor se solicita justificar el nuevo argumento respecto a que se requiere modificar la compensación serie.	En caso de requerir mayores antecedentes, favor comentar para nosotros contratar un estudio de un tercero independiente.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La compensación serie de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico se compone de elementos dispuestos en cada extremo de la línea (53/2% de compensación en cada extremo), por lo que, en caso de desarrollarse la obra propuesta, se tendrían que incorporar compensaciones serie nuevas, lo que representaría un sobrecosto de alrededor de 19 millones de dólares, adicionales al costo de la S/E Seccionadora Los Rulos, situación que se suma al hecho de contar con dos instalaciones de 500 kV en menos de 60 km, siendo que las líneas de 500 kV se encuentran dispuestas para transportar energía a largas distancias, especialmente hacia el centro de carga del Sistema.</p> <p>De este modo, resulta mucho más eficiente, en términos de la operación del Sistema en su conjunto, que la central que motiva la propuesta de obra considere su conexión en alguna de las instalaciones de 220 kV presentes en la zona, o en una nueva instalación, la que podría desarrollar privadamente en función de sus necesidades de ubicación y oportunidad.</p>

---

## E05 – Plan 8

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E05-01	Sección 4.2.7.1. párrafo tres: " <i>deberá considerar espacio en barra y plataforma para <b>tres diagonales</b>, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x220 kV Dichato - Cauquenes, la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la conexión de <b>un nuevo proyecto en la zona</b>"</i>	Considerando los proyectos que se están desarrollando en la zona, y que han enviado solicitudes de Acceso Abierto a las subestaciones aledañas, como SS/EE Nueva Cauquenes o Dichato, es probable que exista interés para conectarse en la S/E Las Delicias. Por lo que solicitamos que se incluya una diagonal adicional con espacio en barra y plataforma. Incorporar una diagonal adicional en una etapa inicial de diseño de la S/E Las Delicias tiene un costo adicional cercano a 100.000 USD (cerca del 0,6% del valor de la S/E Las Delicias definido por la CNE), mientras que, si se amplían las barras en una etapa posterior, ya sea mediante el Plan de Expansión o por Artículo 102, este valor puede ser cercano a los 700.000 USD. Otra situación a considerar es que si posteriormente la ampliación de las barras se incluyera en un Plan de expansión, es posible que la licitación quede desierta, como ha ocurrido con otras obras de ampliación de montos similares.	Sección 4.2.7.1. párrafo tres: "deberá considerar espacio en barra y plataforma para <b>cuatro</b> diagonales, de manera de permitir el seccionamiento de la línea 2x220 kV Dichato - Cauquenes, la conexión del transformador de poder 220/66 kV, la conexión de <b>nuevos proyectos</b> en la zona"	Se acoge la observación.  En relación con la observación presentada, en lo referente a la cantidad de diagonales que debe considerar la obra en cuestión en el presente Plan de Expansión, esta Comisión concuerda con que resulta mucho más eficiente considerar una mayor cantidad de posiciones para conexión de proyectos en la zona, así como para proyectos de futuros planes de expansión. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el alcance de la obra de expansión.
E05-02	Sección 4.2.7.1. : " <i>La futura subestación se deberá emplazar aproximadamente a <b>50 km</b> de la subestación Dichato siguiendo el trazado de la línea, dentro de un radio de 3 kilómetros desde ese punto</i> ".	Debido a que una de las motivaciones de la S/E Las Delicias es permitir la conexión de proyectos renovables para aprovechar el potencial energético que tiene la región del Maule, se solicita que se modifique levemente la ubicación de la mencionada subestación, ubicándose 5 km al norte de lo originalmente planteado por la CNE, para así facilitar la conexión de los proyectos que se están desarrollando al Norte (en especial	Sección 4.2.7.1. : " <i>La futura subestación se deberá emplazar aproximadamente a <b>55 km</b> de la subestación Dichato siguiendo el trazado de la línea, dentro de un radio de 3 kilómetros desde ese punto</i> ".	No se acoge la observación.  De los análisis realizados por esta Comisión y en función de los objetivos buscados con la incorporación de esta obra, modificar la ubicación de la subestación Las Delicias de acuerdo con lo solicitado en la observación no resulta una solución eficiente para el Sistema debido a la localización de la futura subestación Coiquén, por lo que se mantiene el

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		noreste) de la localidad de Quirihue. Por otro lado, esta nueva ubicación propuesta estaría más cercana a lo establecido en la Sección 8.5.6.		alcance de la obra en términos del lugar de emplazamiento.
E05-03	Sección 8.5.6. Nueva S/E Las Delicias. Párrafo dos: <i>"La Nueva S/E Las Delicias seccionará la línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato, aproximadamente a 53 km de la subestación Dichato"</i> .	Misma justificación que la observación anterior	Sección 8.5.6. Nueva S/E Las Delicias. Párrafo dos: <i>"La Nueva S/E Las Delicias seccionará la línea 2x220 kV Nueva Cauquenes - Dichato, aproximadamente a 55 km de la subestación Dichato"</i> .	Ver respuesta a observación E05-02.

---

## E06 – Sphera Energy

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E06-01	<p>PROYECTOS NO RECOMENDADOS: AMPLIACIÓN DE BARRAS EN SUBESTACIÓN SANTA ISABEL 220 KV (Ver pdf enviado por empresa)</p>	<p>En efecto, como es posible constatar en la plataforma de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, "CEN"), con fecha 6 de abril de 2020, este Proponente ingresó una Solicitud de Aprobación de Solución de Conexión (en adelante, "SASC") respecto al proyecto Fotovoltaico Huencuecho Solar, central solar fotovoltaica que pretende ser ubicada en la región de Maule, provincia de Maule y comuna de Pelarco, integrada con paneles solares montados sobre seguidores de un eje, cuya potencia nominal sería de 210 MW, realizándose la conexión de dicho proyecto a través de una línea eléctrica de aproximadamente 10 km, en un nivel de alta tensión –220 kV–, a la S/E Santa Isabel, obra decretada en DE198-2019, de propiedad de CGE S.A. Enseguida, con fecha 29 de julio de 2020, a través de la carta N° DE 03861-20, despachada por el Sr. Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional, don Rodrigo Bloomfield Sandoval, se confirmó a este Proponente la no existencia de posiciones disponibles y el posterior rechazo de la SASC correspondiente al proyecto solar, dando como alternativas la promoción de la subestación para ser incorporada al Proceso de Planificación de la Transmisión del año 2021 o que el propietario de las instalaciones solicite la aplicación del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>Precisamente, en este contexto, este Proponente busca promover por medio del Proceso de</p>	<p>Finalmente, y con ocasión de realizar observaciones a la decisión de no recomendar la obra de ampliación propuesta, es que esta Proponente viene en requerir a Ud. que se sirva tener por presentada las observaciones a la decisión expresada en el Informe Técnico Preliminar y, en definitiva, el proyecto Huencuecho Solar cuente con un paño de conexión en la Subestación Santa Isabel que permita la futura evacuación del proyecto. (Ver pdf y anexos enviados por la empresa)</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a los antecedentes presentados, se incorporará una obra de expansión que entregue nuevos puntos de conexión en la S/E Santa Isabel, tanto para proyectos de generación o consumo, como también para futuras necesidades de expansión de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Planificación Anual de la Transmisión correspondiente al año 2021, la ampliación de la subestación seccionadora Santa Isabel (AIS), obra de ampliación decretada en DE198-2019, en el nivel de tensión de 220 kV, obra consistente en la extensión de barras para una nueva posición aledaña al paño seccionador de barras, junto con el respectivo aumento en plataforma que este nuevo paño utilice en las dependencias futuras de la subestación. Adicionalmente, este proponente ha prosperado de buena forma en la negociación con los propietarios de los inmuebles donde pretende emplazar su proyecto, en efecto, la superficie arrendada permite ampliar la potencia del proyecto, lo que justifica la viabilidad técnica y económica de un proyecto fotovoltaico de 315 MW nominales.</p> <p>Además, con fecha 13 de enero de 2022, se emitió el Informe Técnico Preliminar correspondiente al proceso de la planificación de la transmisión, donde se expresa la no recomendación de la propuesta de ampliación antes individualizada por este Proponente.</p>		

---

## E07 – Chilquinta

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E07-01	1. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N° 106 Proyecto SE Seccionadora Quilpué	<p>Solicitamos la revisión de la solución en la zona de Quilpué para garantizar la suficiencia y seguridad, incorporando una nueva alternativa de seccionamiento, en línea con la búsqueda planteada por la Comisión, que menciona que “se analizaron alternativas más económicas para atender la problemática de seguridad de servicio de las demandas asociadas a la S/E Quilpué, las que no se lograron concretar...”</p> <p>De este modo proponemos un seccionamiento en el Tap Quilpué de la línea San Pedro – Miraflores, que permita aumentar la seguridad del entorno 110 kV ante incendios que dejan la subestación sin capacidad de respaldo.</p> <p>Esta solución contempla la apertura de la línea en el tap Quilpué y la incorporación de interruptores en la llegada en la SE Quilpué en tecnología híbrida.</p> <p>En este sentido se propone una alternativa al proyecto tal como lo buscó la Comisión, que resulta eficiente y permite mitigar los riesgos antes mencionados y no provoca eventuales pérdidas de suministro por seguridad para los más de 83 mil clientes conectados a esta subestación. Ver Figura 4</p>	Incorporar en el plan de expansión en punto 4.1 Sistema C la obra de ampliación Proyecto Seccionadora Quilpué, con el alcance mencionado en la observación.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado el acotado espacio con el que cuenta la S/E Quilpué, se estima que no existen antecedentes suficientes que aseguren la factibilidad de incorporar paños de llegada de la línea mencionada, incluso en caso de ser considerada una tecnología híbrida.</p> <p>Por otro lado, se tuvo a la vista que la licitación de la obra "Ampliación en S/E Quilpué" fue declarada desierta, obra que había sido incorporada en el Plan de Expansión 2019, lo cual representa una condición de riesgo para la incorporación de una nueva obra de ampliación en esta subestación, la que podría derivar en similar resultado.</p> <p>En ese sentido, esta Comisión ha decidido analizar una posible expansión en la S/E Quilpué en el marco del proceso de planificación correspondiente al año 2022, de modo de contar con nueva información derivada del segundo proceso de licitación de la obra mencionada, así como con los antecedentes que pueda presentar la empresa en relación a la solución propuesta mediante la presente observación, los que se espera que sean enviados en el contexto de la convocatoria para la presentación de propuestas del proceso de planificación 2022.</p>
E07-02	2. PROYECTOS NO RECOMENDADOS;	Solicitamos la revisión del análisis de suficiencia del proyecto dado que a diferencia de lo que la	Incorporar en el plan de expansión en	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	N° 198 Proyecto Nuevo Transformador en S/E San Sebastián	<p>CNE indica como una demanda peak, donde señala que “se observó que la cargabilidad mayor se debía a un peak de demanda que no representa una condición normal de uso”, discrepamos de esto dado a que corresponden a demandas de la zona en periodos asociados a la temporada estival, situación recurrente año tras año.</p> <p>De acuerdo a nuestra proyección de demanda, en función de los consumos de la zona, es necesario aumentar la capacidad de la Subestación o dar una solución en la futura SE Los Poetas en este plan de expansión 2021 dado las proyecciones de demanda de toda la zona 66 kV.</p> <p>El archivo “Análisis radial 2022.01.12 – ITP.xlsx” ratifica la necesidad de una pronta solución para la zona.</p> <p>No contar con una solución para la zona de Litoral pone en riesgo el abastecimiento de la demanda de la zona, tal como la propia Comisión lo señala en el motivo de la no recomendación: “del análisis se desprende que la zona requiere de una solución para el abastecimiento de la demanda...”</p> <p>La solución para la zona Litoral no puede seguir postergándose indefinidamente pues el plazo donde se genera el riesgo cada año se acerca más. Por lo anterior, se requiere la aprobación de una solución que converse con los plazos normativos (proceso de plan de expansión&gt;&gt;licitación&gt;&gt;ejecución/construcción).</p>	<p>punto 4.1 Sistema C:</p> <p>(i) la obra de ampliación Proyecto Nuevo Transformador en S/E San Sebastián</p> <p>y/o</p> <p>(ii) la obra de ampliación una unidad de transformación en la SE Los Poetas</p>	<p>Tal como se señaló en el Anexo 1 del ITP, y como lo señala la empresa en su observación, esta Comisión entiende que se debe dar solución a la problemática levantada, y esto se realizará mediante la incorporación de una obra de expansión en la futura S/E Los Poetas, la que será incorporada en el siguiente proceso de expansión, en atención a la compatibilidad temporal de los procesos de ejecución y licitación de las obras "Nueva S/E Los Poetas" (incorporada en el Plan 2019) y la futura obra de ampliación en cuestión.</p> <p>La decisión anterior obedece a que se requiere que la obra nueva antes referida cuente con un grado de avance tal que permita que se desarrolle de buena forma el proceso de licitación de la obra de ampliación, lo que, de acuerdo a las estimaciones de esta Comisión, se ajustará de mejor manera con el proceso de licitación asociado al próximo proceso de expansión y no al que derive del presente proceso, razón por la cual se decide postergar su incorporación para el proceso señalado.</p> <p>En este sentido, no se trata, en ningún caso, de postergar indefinidamente la incorporación de la obra, si no de contar con las condiciones mínimas para el desarrollo del proceso de licitación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E07-03	3. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N° 78 Ampliación SE Punta Peuco	<p>De acuerdo a los antecedentes enviados como propuestas de proyectos, la SE Punta Peuco tendrá proyectos de generación que se incorporan a la barra 110 kV lo que se traduce en un aumento de la cargabilidad de la barra. En este elemento de la Subestación se encuentran conectados consumos a clientes regulados y libres.</p> <p>En cuanto a una solución complementaria se hace necesario incorporar la ampliación de la barra y complementar con una segunda barra, tal como lo muestra la figura. Ver Figura 5.</p>	Incorporar en el plan de expansión en punto 4.1 Sistema D la obra de ampliación Proyecto SE Seccionadora Punta Peuco	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado que no se presentan antecedentes adicionales que justifiquen modificar la definición tomada por esta Comisión en el ITP, esta se ha mantenido para el ITF.</p> <p>Finalmente, es del caso recordar que, de acuerdo con lo establecido en el Art. 77 de la Ley, las instalaciones del sistema de transmisión zonal están dispuestas esencialmente para el abastecimiento de la demanda, sin perjuicio de su uso por parte de generadores o clientes libres.</p> <p>En este sentido, 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.</p>
E07-04	4. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N° 95 Aumento Capacidad S/E El Melón	CNE informa que se deben realizar modificaciones para hacer adecuaciones al sistema de distribución, sin embargo, esto no es factible técnicamente dado la topología de los dos alimentadores, tal como ya se ha comentado en procesos de planificación anteriores, donde se ha levantado el mismo	Incorporar en el plan de expansión en punto 4.1 Sistema C la obra de ampliación Nuevo Transformador en S/E El Melón	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se observa que la cargabilidad de los equipos de transformación en la subestación no sobrepasa el límite establecido en el Reglamento de Planificación para incorporar proyectos por motivos de suficiencia.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cuestionamiento por parte de la Comisión. Adicionalmente la proyección de demanda de la subestación se encuentra con una cargabilidad que sobrepasa el 85% por lo que se pone en riesgo el abastecimiento de la demanda de la zona.</p> <p>La demanda anual de la Subestación durante los años 2020 y 2021 se puede ver en el siguiente gráfico: Ver Figura 6. El archivo “Análisis radial 2022.01.12 – ITP.xlsx” ratifica la necesidad y urgencia planteada: Ver Figura 7.</p>		<p>A su vez, a la fecha, la empresa no ha entregado antecedentes que respalden lo afirmado respecto de que no es factible realizar adecuaciones al sistema de distribución, con el propósito de disminuir la cargabilidad en el transformador que actualmente presenta una mayor utilización.</p> <p>Adicionalmente, la instalación en comento ha presentado problemas de seguridad de servicio, por lo que también se han propuesto proyectos para resolverlo. Sin embargo, los análisis desarrollados por esta Comisión muestran que los problemas de seguridad requieren de mayores indagaciones en el origen y causa de las fallas en la instalación, con el propósito de generar una solución real al problema de seguridad que afecta esta instalación.</p> <p>Esto último cobra importancia a la hora de definir una obra de expansión por motivos de suficiencia para la instalación, ya que por ejemplo, la misma ampliación propuesta por la empresa podría resultar incompatible con una solución para efectos de garantizar la seguridad en la instalación, o bien podría resultar ineficiente en términos de costo, de modo que, existiendo una alternativa mediante adecuaciones a través del sistema de distribución de la zona, la que no ha sido rebatido con el suficiente sustento por parte de la empresa, esta Comisión postergará cualquier obra de expansión que considere la intervención de la instalación S/E El Melón.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E07-05	5. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N° 79 Aumento Capacidad LT 110 kV Cerro Navia - Los Libertadores	<p>De acuerdo a los análisis de flujo de potencia y a la inclusión como son el cliente Data Luna y la SE Colina 40 MVA de acuerdo a la resolución 395/2021.</p> <p>Esta línea de transmisión es de conductor AAAC Butte 312 MCM lo que significa una capacidad de transporte de 76 MVA por circuito.</p> <p>En los gráficos de la derecha. En la Figura 8, se muestran las demandas de las líneas de transmisión. Adicionalmente se muestra la proyección de los consumos del cliente Google a través de la SE Data Luna. Ver Figura 9.</p> <p>Es relevante señalar que la ENS corresponderá a toda la demanda o energía que no entrega el sistema, de manera que <u>no se debe considerar como respaldo en transmisión la capacidad de autogeneración que pudiera disponer el cliente.</u></p> <p>En los escenarios de los nuevos consumos más se puede apreciar la pérdida del N- 1 de esta línea.</p>	Incorporar en el plan de expansión en punto 4.1 Sistema D la obra de ampliación Aumento Capacidad Cerro Navia – Los Libertadores.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En el análisis de seguridad realizado por esta Comisión, no se observan sobrecargas en el tramo de Línea 2x110 kV Cerro Navia - Tap Libertadores para el periodo de análisis. En consecuencia, no se tendría ENS que pudiera justificar la obra de ampliación presentada.</p> <p>Cabe mencionar que el análisis fue realizado para una condición con demandas máximas coincidentes para la Línea Cerro Navia - Las Vegas, sin considerar la posible capacidad de autogeneración de las demandas que se alimentan desde la línea señalada.</p> <p>En la base de datos de Digsilent desarrollada por esta Comisión se encuentran los escenarios de operación considerados para este análisis.</p>
E07-06	6. PROYECTOS NO RECOMENDADOS; N° 98 Aumento Capacidad SE Peñablanca	<p>La SE Peñablanca cuenta con un transformador de 30 MVA pero con una proyección de demanda como lo muestra la tabla de la derecha. Esto concuerda con el análisis radial elaborado por la CNE donde se observa que para el año 2025 existe un 87% de su capacidad comprometida.</p> <p>La CNE indica que hay solución en la zona mediante el proyecto de ampliación en SE Quilpué de 50 MVA, sin embargo, la SE</p>	Incorporar en el plan de expansión en punto 4.1 Sistema C la obra de ampliación Aumento Capacidad SE Peñablanca	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora la obra de ampliación en S/E Peñablanca.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Peñablanca abastece a parte de la zona del Olmué y solo la parte oriente de Quilpué por lo que este proyecto es integral y eficiente para la zona interior de la región (Limache, Olmué y Lliu Lliu, este ultimo de SE San Pedro)</p> <p>Además, será esta subestación la que abastezca el Hospital Provincial Marga Marga el cual iniciará operaciones en 2024: Ver Figura 10.</p>		

# Anexos Empresa 07

Figura 4

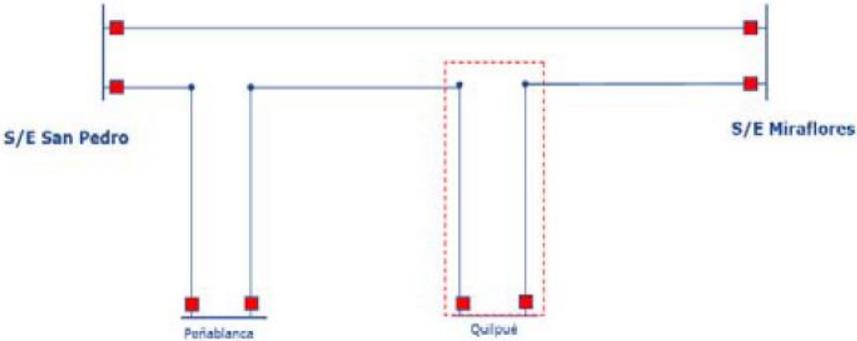


Figura 5

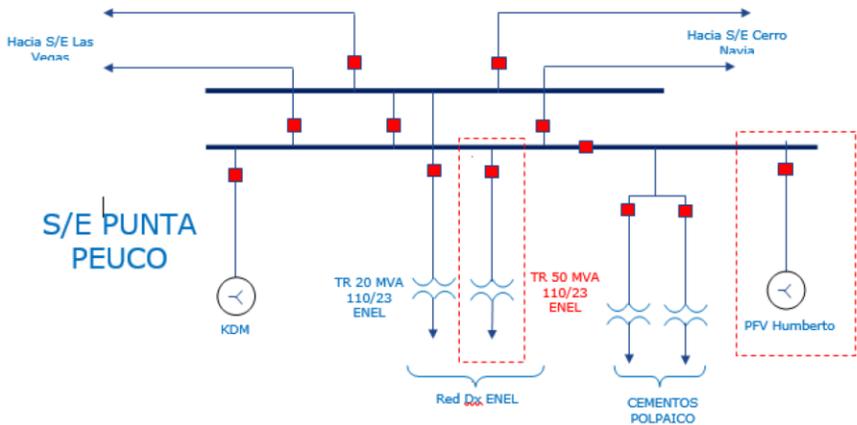


Figura 6

SSEE	Transformador	Crecimiento	2021	2022	2023	2024	2025
El Melón	1	3,2%	2.896	2.953	3.012	3.119	3.186
El Melón	2	4,4%	6.191	6.387	6.597	6.896	7.14

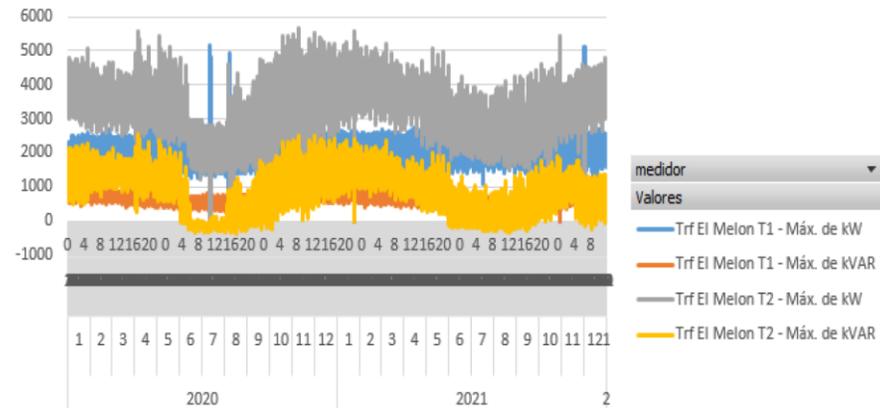


Figura 7

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Año	Mes	Nombre tramo	Tipo tramo	Snom OSF [MVA]	Snom mas [MVA]	Carg. P100 [%]	Carg. P99.9 [%]	Carg. P99.5 [%]	Carg. P99.0 [%]	
2743	2024	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	40,13%	39,32%	37,45%	36,50%	
2744	2024	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	84,61%	82,62%	79,32%	77,15%	
3434	2025	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	41,96%	41,11%	39,16%	38,25%	
3435	2025	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	88,48%	86,39%	82,94%	80,67%	
4142	2026	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	43,87%	42,98%	40,94%	39,99%	
4143	2026	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	92,51%	90,33%	86,71%	84,35%	
4851	2027	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	45,73%	44,00%	42,67%	41,60%	
4852	2027	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	96,43%	94,15%	90,30%	87,92%	
5560	2028	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	47,43%	46,47%	44,26%	43,23%	
5561	2028	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	100,00%	97,65%	93,74%	91,18%	
6269	2029	8	El Melon 044->El Melon 012 I	Transf. AT/MT	0,0	0,0	49,11%	48,11%	45,82%	44,76%	
6270	2029	9	El Melon 044->El Melon 012 II	Transf. AT/MT	0,0	0,0	100,00%	101,11%	97,06%	94,40%	

Figura 8

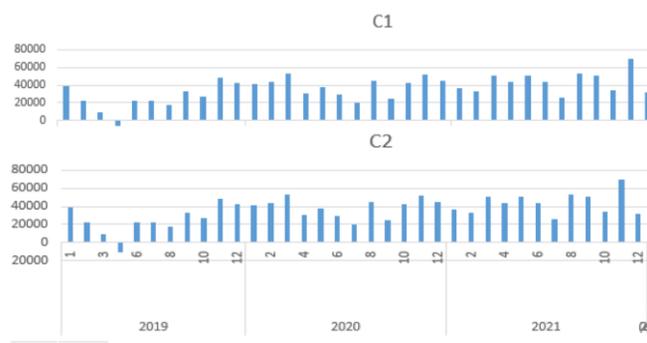


Figura 9

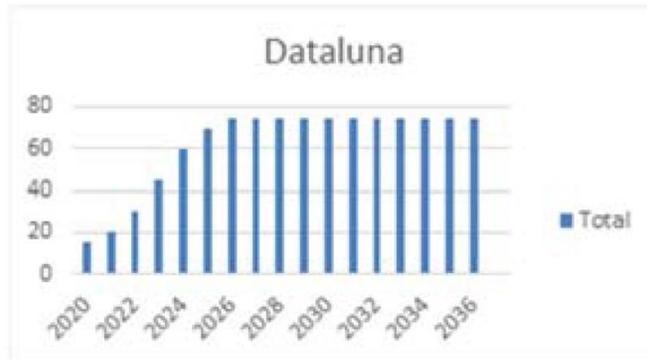
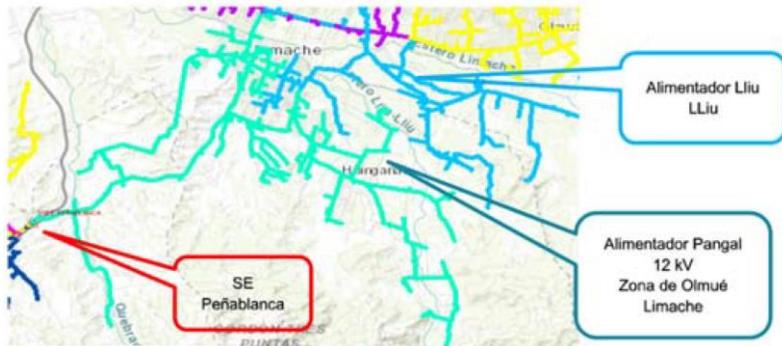


Figura 10

SSEE	Transformador	Crecimien	2021	2022	2023	2024	2025
Peñablanca	Peñablanca1	4,9%	22.223	25.354	25.683	26.856	27.216

Año	Mez	Nombre tramo	Tipo tramo	Snom OSE [MVA]	Snom mas [MVA]	Carg. P100 [%]	Carg. P99.5 [%]	Carg. P99.5 [N]
2020	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	77.66%	74.14%	70.25%
2021	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	78.96%	75.29%	71.43%
2022	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	80.41%	76.76%	72.73%
2023	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	82.02%	78.29%	74.18%
2024	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	84.56%	80.71%	76.47%
2025	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	87.15%	83.18%	78.80%
2026	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	89.88%	85.79%	81.27%
2027	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	92.46%	88.24%	83.58%
2028	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	94.89%	90.37%	85.60%
2029	6	Peñablanca 110->Peñablanca 13.2	Transf. AT/MT	30.0	30.0	96.75%	92.33%	87.46%



**En mayo de 2024 estaría listo el nuevo Hospital Marga Marga en Villa Alemana**

Publicado el 27/12/2021 Por EO

---

## E08 – Acciona Energía

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E08-01	1.- AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)	La obra "nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas- Seccionadora Lo Aguirre" está condicionada a la ampliación de las barras en S/E Parinas por lo que se propone reducir también el plazo de ejecución de esta obra o dividir por etapas la ampliación de barras en 220 kV del nuevo banco de transformadores 500/220 kV.	<b>Numeral 3.1.4.2 Entrada en operación</b> Se solicita disminuir el tiempo de PES a 30 meses.	Se acoge parcialmente la observación.  En atención al análisis de las observaciones recibidas, se separa la obra "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)" del Informe Técnico Preliminar en las siguientes dos obras: "Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)"; y "Ampliación en S/E Parinas (IM)".  Lo anterior permitirá contar con las posiciones en barra disponibles para conexión de futuros proyectos de manera temprana.
E08-02	2.- NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	En el enlace de 500 kV entre las SE Cumbres y SE Polpaico, para el año 2024, ante la evaluación de nuevos proyectos en la zona, se detectan sobrecargas ante contingencia simples en algunos de los circuitos del enlace. Esta obra aumentaría en el mediano plazo la capacidad de transferencia del enlace descrito, por lo que se ve relevante su ampliación ante la gran petición de puntos de conexión en el norte chico. Sin embargo, la obra propuesta podría llegar tarde de acuerdo a los plazos legales debido a la gran cantidad de solicitudes en acceso abierto que hay en la zona.	<b>Numeral 3.2.2.2 Entrada en operación.</b> Se solicita disminuir el tiempo de PES a 30 meses. Asimismo, se solicita indicar la posición a utilizar en la Seccionadora Lo Aguirre. Por último, como esta obra se encuentra propuesta en conjunto a Ampliación SE Parinas se solicita que ésta nueva obra también sea adelantada en PES a 30 meses para ser coherentes con los plazos de ambos proyectos.	No se acoge la observación.  Se mantiene el plazo de ejecución indicado en el Informe Técnico Preliminar debido a la complejidad de ejecución material y la etapa de pruebas que deberá superar la obra.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E08-03	3.- NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Hay aproximadamente 1000 MW en la zona (como por ejemplo el proyecto Parque Eólico Horizonte que cuenta con terreno de Bienes Nacionales que ya posee RCA), que no han sido considerados en esta propuesta, y que podrían saturar el tramo independientemente a la añadida por el proyecto de control de flujo al enlace de 500 kV entre la SE Parinas y SE Lo Aguirre.	<p><b>Numeral 7.3.3 Plan de obras de generación y transmisión</b></p> <p>Se solicita incorporar una sensibilidad respectiva de proyectos de BBNN que deberían ser conectados. Subsidiariamente, se solicita identificar cual de todos los escenarios podría incorporar todos estos MW adicionales que deben ser construidos por encontrarse con boletas de garantías de fiel cumplimiento.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tanto el proyecto señalado como otros que celebraron contratos con el Ministerio de Bienes Nacionales para el uso del terreno, y que fueron considerados en el IAA 2021 de la PELP, forman parte de los EGPT del presente proceso, tal como se indica en el numeral 7.3.4 del presente ITF, lo que se ajusta a la normativa aplicable al proceso de planificación de la transmisión.</p>

---

## E09 – E-FERN

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E09-01	1.- 4.1.11 AMPLIACIÓN EN S/E LOS MAQUIS (NBPS+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA	<p>En el 45 numeral 4.1.11.1 “Descripción general y ubicación de la obra” se detalla el alcance general de esta obra la cual se detalla el primer párrafo a continuación:</p> <p>“El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes y la construcción de una nueva barra de transferencia en el patio de 66 kV de la subestación Los Maquis, tal que su configuración corresponda a barra principal seccionada y barra de transferencia, <b>extendiendo las barras principales en siete posiciones</b>, de manera de permitir la conexión de un transformador de poder 66/13,2 kV, el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un paño acoplador <b>y la conexión de nuevos proyectos en la zona</b>, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente.” El alcance anterior descrito indica la posibilidad de que nuevos proyectos puedan conectarse en esta subestación, posibilitando la conexión de proyectos por medio del artículo 79° de la LGSE. Sin embargo, en la descripción de la obra no queda establecido el número de futuras conexiones disponibles para los nuevos proyectos de la zona. Se</p>	<p>Se recomienda ajustar el primer párrafo de la descripción general y ubicación de la obra 4.1.11 de tal forma que se determine el número de nuevos espacios disponibles que tendrán futuros proyectos de la zona en esta subestación, en especial en el área nueva ampliada.</p> <p>Se propone ajustar el primer párrafo del 45 numeral 4.1.11.1 por el siguiente:</p> <p>“El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes y la construcción de una nueva barra de transferencia en el patio de 66 kV de la subestación Los Maquis, tal que su configuración corresponda a barra principal seccionada y barra de transferencia, extendiendo las barras principales en <b>al menos</b> siete posiciones, de manera de permitir la conexión de un transformador de poder 66/13,2 kV, el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un paño acoplador y la conexión de <b>al menos dos nuevos</b> proyectos en la zona, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente.”</p>	<p>No se acoge lo observado y se aclara la consulta.</p> <p>La descripción de la obra ya menciona de manera implícita las posiciones que quedarán para futuros proyectos, las cuales se pueden identificar como las restantes posiciones que quedan disponibles luego de considerar las posiciones para el transformador de poder, el seccionamiento de la línea de doble circuito (seccionamiento que se proyecta utilizando las dos posiciones existentes que en la actualidad usa y dos posiciones nuevas) y la reubicación de la 1x66 kV Los Maquis – Hualañé, resultando en dos posiciones disponibles para la conexión de futuros proyectos.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		recomienda, indicar en la descripción de proyectos la cantidad de nuevas conexiones que estarán disponibles para la conexión de nuevos proyectos		
E09-02	1.- 3.1.8 AMPLIACIÓN EN S/E SANTA ISABEL 220 kV	<p>Dentro de las obras de ampliación correspondientes al segmento de transmisión nacional se propone la inclusión de la obra "Ampliación de la S/E Santa Isabel 220 kV". Los fundamentos que permiten la incorporación de esta obra dentro del listado de obras de ampliación del Sistema Nacional radican en la necesidad de considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto en los sistemas de transmisión (artículo 74° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Decreto 37, 25 Mayo de 2021). Adicionalmente, resulta óptimo poder ejecutar esta obra de ampliación utilizando sinergias con la obra actualmente en ejecución "SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X220 KV ANCOA - ITAHUE EN S/E SANTA ISABEL " contenida en el Decreto de Expansión 198 del 5 de agosto del 2019.</p> <p>La propuesta de obra deberá contener un alcance suficiente para permitir la conexión de al menos dos nuevos espacios disponibles en plataforma 220</p>	<p>Se recomienda incorporar en un nuevo numeral 3.1.8 la Obra de ampliación "Ampliación en S/E Santa Isabel 220 kV" en el Informe Técnico Final, cuyo alcance general corresponde a la extensión de barras y plataforma en patio 220 kV para permitir la conexión de al menos dos nuevas posiciones en plataforma de esta subestación para la conexión de nuevos proyectos de la zona.</p> <p>Se propone que la duración de este proyecto sea de 18 meses y su licitación y adjudicación quede condicionada al pronunciamiento de admisibilidad de ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 90 MVA de capacidad mínima a conectarse en la subestación Santa Isabel 220 kV</p>	Ver respuesta a la observación E06-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>kV para la conexión de nuevos proyectos de la zona y un plazo de ejecución de 18 meses.</p> <p>Finalmente, se propone incorporar el numeral 3.1.8.4 "Licitación" que indique que la adjudicación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad de ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 90 MVA de capacidad mínima a conectarse en la subestación Santa Isabel 220 kV</p>		

---

E10 – GPE S.A.

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E10-01	10.1 Proyectos no recomendados n°219	Se solicita reconsiderar la obra propuesta por parte del CEN debido a que la Subestación S/E Chacahuín actualmente lleva meses presentando una situación de congestión por la gran cantidad de energía renovable que está siendo inyectada por las centrales, la cual no solo ha provocado la limitación de las PMGDs ubicadas en esa S/E sino que las centrales que se encuentran aguas arriba, afectando exclusivamente energías renovables y además genera una contingencia que está poniendo en riesgo la seguridad de servicio del sistema y de los usuarios conectados a la S/E Chacahuín	Se solicita incorporar la Obra de Ampliación S/E Chacahuín.	No se acoge la observación.  De acuerdo a 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. 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. En otras palabras, 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.
E10-02	10.1 Proyectos no recomendados n°288	Se solicita reconsiderar la obra propuesta por parte del CEN debido a que la subestación S/E Chacahuín actualmente lleva meses presentando una situación de congestión por la gran cantidad de energía renovable que está siendo inyectada por las centrales, la cual no solo ha provocado la limitación de las PMGDs ubicadas en esa S/E sino que las centrales que se encuentran aguas arriba, afectando	Se solicita incorporar la Obra Nueva línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	Ver respuesta a observación E10-01.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		exclusivamente energías renovables y además genera una contingencia que está poniendo en riesgo la seguridad de servicio del sistema y de los usuarios conectados a la S/E Chacahuín		

---

## E11 – Reliable Energy

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E11-01	<p>1.- Obra no recomendada " N°14 Aumento de capacidad de la línea 2x220kV Encuentro - Miraje"</p>	<p>Se discrepa con la CNE respecto de no recomendar obra para el presente plan de expansión debido a que en la actualidad no solo se encuentra en desarrollo el proyecto CEME 1 de 350MW declarado en construcción bajo la RE N° 433 del 26 de octubre 2021, proyecto Fehaciente CEME-1 de 30MW en proceso de acceso abierto bajo NUP (Por definir CEN) junto el Informe Consolidado de la Evaluación del Proyecto Solar La Pampina 160MW. (<a href="https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&amp;id_expediente=2151489700">https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&amp;id_expediente=2151489700</a>), con lo anterior sin considerar los proyectos de Enel Green Power el polo solar supera con creces los (380+160MW ) 540MW. Por lo anterior se hace eminente considerar para el presente plan de expansión la obra de cambio de conductor por uno de alta temperatura. Complementando lo anterior se ha detectado que en la base de cálculo para evaluar la obra solicitada se ha utilizado una temperatura máxima promedio menor a la verificado por el histórico adjunto de respaldo por sobre los 27°C para el 34% del tiempo de las horas de inyección solar</p>	<p>Se solicita volver a calcular y ajustar la simulación sobre la temperatura ambiente máxima para la zona considerando la nueva potencia en el polo de desarrollo para incorporar la obra en el presente plan de expansión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En virtud de la observación se desarrolló una nueva evaluación del proyecto, pero ahora considerando una capacidad de 323 MVA por circuito (capacidad a 30°C). A raíz de lo anterior, se concluyó, en base a los antecedentes del proceso de planificación 2021, que no es eficiente la promoción de la obra, debido a que los beneficios netos son positivos en, al menos, tres de los cinco EGPT a partir del 2035, existiendo alrededor de 9 años de holgura para reaccionar frente a cambios que intensifiquen las necesidades de transporte en la zona.</p>
E11-02	<p>2.- ítem 8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADOR A LO AGUIRRE</p>	<p>Dada la alta congestión en la actualidad en la red que ha llegado por sobre el 30% de limitaciones en horario solar para el periodo de sep- marzo de cada año se solicita considerar o aumentar la capacidad en la matriz de nuevos sistemas de amacena mito distribuidos para el control de transferencia en otros puntos del sistema junto con la la posibilidad de que estos puedan ser considerados en un futuro plan de expansión como sistemas de almacenamiento puros o complementados para limitar el vertimiento de ERNC</p>	<p>Aumentar la capacidad de aplacamiento de los sistemas BESS en la matriz chilena para el control de transferencia y considerar en la base de licitación que estos puedan disponer de los terrenos necesarios para aumentar en una siguiente fase su</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los análisis técnicos que respaldan la incorporación de la obra en cuestión fueron realizados con los montos indicados en la descripción de la obra, los que corresponden a valores importantes en relación con la capacidad de las líneas de transmisión que serán supervisadas por el esquema de control en cuestión, de modo que no parece razonable</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>disponibilidad como almacenamiento de potencia para limitar el vertimiento de ERNC.</p>	<p>aumentar dichos valores, toda vez que esto no cuenta con el respaldo técnico adecuado.</p> <p>Por otra parte, la pertinencia de incorporar nuevos esquemas control de similares características deberá ser revisada en futuros procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Finalmente, es de caso señalar que este tipo de soluciones corresponde a un complemento a las soluciones tradicionales consistentes en nueva infraestructura (líneas, transformadores), por lo que se debe procurar un justo equilibrio técnico y económico entre ambas.</p>

---

## E12 – Transemel

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E12-01	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 53. Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV</p>	<p>Previo a realizar las observaciones, a continuación, se presenta información que respalda la propuesta "Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV":</p> <p>Se presenta por parte de la empresa solicitante el "Estudio de Flujo de Potencia nuevas líneas S/E Nueva Pozo Almonte", que fue presentado al Coordinador en el contexto del proceso de interconexión del proyecto "Nuevas Líneas de Transmisión desde SE Nueva Pozo Almonte", que fue aprobado por el Coordinador, y se encuentra disponible en la Plataforma Gestión de Proyectos (PGP), con el NUP 2316: Etapa 1. (<a href="https://pgp.coordinador.cl/irequests/5fe497b636d9ef273a83d14c">https://pgp.coordinador.cl/irequests/5fe497b636d9ef273a83d14c</a>).</p> <p>En dicho estudio se señala lo siguiente: "Se observa en las tablas anteriores que para la etapa 3 del proyecto y durante la contingencia 5 (Desconexión del transformador 220/66/13.8 kV de S/E Parinacota (T2).) en los escenarios de operación de Generación diurna/ Generación Nocturna (topología 1 y 2), los perfiles de tensión en las barras de 220 KV, 110 kV, 66 kV de la subestación Nueva Pozo Almonte y del área de influencia se mantienen dentro de los rangos establecidos por la norma (+/- 5%. De Vn para 220 kV, (+/- 7%. De Vn menor a 220 kV). A excepción de la barra de la subestación Parinacota en 220 kV donde se presenta una sobretensión para el escenario Diurno y Nocturno (topología 1 y 2). Esta condición se presenta debido a la potencia proveniente</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra "Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV" presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los antecedentes presentados por la empresa dan cuenta de la existencia del problema de sobre tensión frente a una condición muy particular en situación de contingencia, la que considera la salida de servicio del transformador 220/66 kV de la S/E Parinacota, quedando la barra de 220 kV de dicha instalación sin inyectar potencia activa hacia niveles de tensión inferiores, de modo que las líneas de 220 kV que se conectan a ella operarían en condición de vacío, con el consecuente aumento de la tensión en la barra señalada. En este sentido, a juicio de esta Comisión, la condición de operación particular señalada por la empresa en la observación, no parece un argumento suficiente para definir la incorporación de un equipo como el propuesto, razón por la que esta Comisión mantiene la decisión de no incorporarlo en este Plan de Expansión, sin perjuicio de que su incorporación pueda ser analizada en procesos posteriores en los que se tenga nueva información en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>desde la nueva línea Nueva Pozo Almonte – Parinacota y a la desconexión del transformador 220/66/13.8 kV de S/E Parinacota. Además, se presentan caídas de tensión para el escenario Diurno y Nocturno (topología 2) en las barras de las subestaciones Parinacota en 66 kV, Quiani en 66 kV y Arica en 110 kV y 66 kV. En Este caso en particular no se recomienda la desconexión del transformador de la subestación Parinacota ya que toda la demanda del área de Arica y de Parinacota queda únicamente alimentada a través de la subestación Pozo Almonte y esto produce caídas de tensión importantes dejando la zona en estado de alerta por tensión .”</p> <p>Mientras que en la Propuesta de Expansión de la Transmisión Proceso de Planificación de la Transmisión 2022, emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional (<a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf</a>). Último párrafo sección 6.1.4 Conclusiones y recomendaciones: “La instalación de CS en la Zona Norte permite mejorar los perfiles de tensión ante la falta de recursos para el control de reactivos en la zona, lo que se traduce en una mejora adicional ante la gran variación de generación que existe entre escenarios día y noche.”</p> <p>Según lo expuesto anteriormente, y como también fue determinado por la CNE, en la Zona Norte del</p>		<p>relación con el desarrollo del sistema eléctrico de la zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>SEN existen problemas de tensión, y así ha quedado plasmado en diferentes estudios realizados por la industria. Con lo cual consideramos que no es posible esperar un año adicional para resolver esta condición subestándar. En particular, respecto al comentario de la CNE “esta Comisión ha decidido su postergación para futuros procesos, con el propósito de contar con mayor información respecto del desarrollo de la zona, en particular respecto del posible tendido del segundo circuito de 220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota”, si el segundo circuito de 220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota es propuesto en el Plan de Expansión 2022, la fecha estimada para su entrada en operación es el año 2027-2028. Por lo que consideramos que se tiene que buscar una alternativa que esté disponible en un plazo más acotado, como lo es la obra “Nuevo equipo CER en S/E Parinacota 220 kV”, y que sea incluida en el Plan de Expansión 2021.</p>		
E12-02	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 54. Líneas 1x110 kV Cóncores – Alto Hospicio y 1x110 kV Alto Hospicio – Cerro Dragón</p>	<p>En el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021, no existen las secciones 6.4.2 y 6.4.3. citadas en la observación de la CNE, pero entendemos que se refiere a la sección 7.4.3 y 7.4.4. En base a estas secciones se elaboran nuestras observaciones:</p> <p>Comentario de forma: en la pestaña Introducción se indica “Proy. Maitencillo – Vallendar” en lugar de “Proy. Condores – Dragon”.</p> <p>En la se sección 7.4.4, en el párrafo 4 se indica lo</p>	<p>En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra “Líneas 1x110 kV Cóncores – Alto Hospicio y 1x110 kV Alto Hospicio – Cerro Dragón” presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis de seguridad realizado muestra que no existiría ENS, debido a que no se encuentran registros de eventos que hayan derivado en la salida de la instalación. Lo anterior, da cuenta de que aquella no corresponde a una instalación que requiera una acción prioritaria por parte del plan de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>siguiente: “Se entiende por garantizar la seguridad y calidad de servicio, el entregar al sistema los elementos y niveles de redundancia necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para el segmento de transmisión respectivo.” Adicionalmente, en la sección 7.4.4.1 se indica que “para el caso de proyectos de líneas de transmisión zonal, se utilizaron registros históricos de fallas o salidas intempestivas de la línea bajo análisis.” Si bien es cierto que con la metodología definida por la CNE no se justifica la obra “Líneas 1x110 kV Cóncores – Alto Hospicio y 1x110 kV Alto Hospicio – Cerro Dragón”, en caso de que f“lle algunos de los tramos mencionados, habrá dos subestaciones que quedarán sin abastecimiento, lo cual no cumple con lo indicado en el párrafo mencionado anteriormente. Por otro lado, a pesar de que la línea analizada ha tenido pocas fallas en el pasado, nada puede asegurar que se mantengan estos índices en el futuro, sobre todo considerando que es una línea que ya cuenta con más de 20 años de operación.</p> <p>Esta visión es compartida por el Coordinador, tanto en su propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2021 como del año 2022 (<a href="https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/">https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/</a>), donde en la sección de análisis de contingencia (Sección 5.2.7 del informe del año 2021) indican que habrá demanda no abastecida en las subestaciones Alto Hospicio y Cerro Dragón.</p>		<p>expansión, para efectos de mejorar su nivel de seguridad.</p> <p>Por otra parte, esta Comisión comparte lo señalado por la misma empresa en cuanto a que, independiente de que la instalación no haya registrado eventos, estos sí podrían ocurrir a futuro, pero ello no significa que se deba incorporar un nuevo circuito en forma urgente, quedando este análisis para procesos posteriores, en particular, frente a eventuales intervenciones de instalaciones en la zona por otros motivos, de modo de generar soluciones conjuntas que permitan capturar eficiencias en términos de la ejecución de las obras, además de contar con una visión más clara de los requerimientos de los sistemas zonal y de distribución de la zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E12-03	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 55. Normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda	<p>Si bien la CNE indica que no considera que la obra Normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda cumple con los objetivos establecidos en el artículo 87° de la LGSE, y que por lo tanto se puede postergar el análisis para futuros procesos de expansión, reiteremos nuestra justificación enviada en mayo del año 2021. A considerar, en septiembre del año 2020 se emitió una nueva versión de la NTSyCS, donde se establece que las subestaciones con tensión de 220 kV deben tener redundancia de paños, en particular, esto se establece el artículo 47 del anexo técnico “Exigencias-mínimas-de-diseño-de-instalaciones-de-transmisión”. A continuación, se incluyen algunos párrafos del citado artículo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las subestaciones deberán tener una configuración de barra con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas.</li> <li>• Lo anterior también será aplicable a subestaciones del ST de tensión nominal menor a 200 [kV] que se interconecten al sistema mediante 2 o más circuitos.</li> </ul> <p>Las subestaciones del STN de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barra con redundancia suficiente que permita realizar el mantenimiento de cada sección de barra</p>	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra "Normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda" presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. sea incorporada en el Informe Técnico Final.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en la observación no se advierten que existan antecedentes adicionales que motiven un cambio en la definición adoptada por esta Comisión.</p> <p>En particular se resalta el hecho de que no existe evidencia que demuestre la urgencia del requerimiento, sino que la incorporación de la obra tendería únicamente a mejorar el estándar de confiabilidad de la instalación, de modo de dar fiel cumplimiento a las exigencias normativas actuales.</p> <p>En este sentido, cabe reiterar que el mejoramiento de estándares técnicos de una instalación que actualmente se encuentra cumpliendo con los estándares vigentes al momento de su entrada en operación, no constituye por sí sola una razón para incorporar obras en el plan de expansión. De este modo, la Comisión ha optado por postergar una posible obra de expansión que signifique una mejora como la solicitada, en la medida que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sin desconectar del sistema las instalaciones asociadas a la referida sección.</p> <p>Por otro lado, el segundo párrafo del artículo 87 de la LGSE establece que:  “En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico.”</p> <p>Con lo cual consideramos que la obra Normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda si cumple con uno de los criterios establecidos en el artículo 87 de la LGSE.</p> <p>Considerando lo anterior, parece razonable que si en la normativa sectorial se está avanzando hacia mejorar el estándar de las instalaciones de transmisión, también se mejore el estándar de instalaciones existentes para que se cumpla con lo establecido en la NTSyCS, sobre todo en una instalación importante para el Sistema Eléctrico Nacional, como es la S/E Esmeralda para la ciudad de Antofagasta.</p>		<p>la instalación sea intervenida por algún otro requerimiento, de modo de procurar la obtención de soluciones eficientes, desde el punto de vista de los costos, e integrales, desde la óptica de las problemáticas a abordar.</p>
E12-04	Anexo 1: Proyectos No Recomendados. Tabla 1, fila 56. Segundo	En el Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021, no existen las secciones 6.4.2 y 6.4.3. citadas en la observación de la CNE, pero entendemos que se refiere a la sección 7.4.3 y 7.4.4. En base a estas secciones se	En base a las justificaciones presentadas en la columna Observación, se solicita que la obra "Segundo transformador 66/23 kV de 30 MVA y nuevo BBCC con una	No se acoge la observación.  De lo indicado en la observación no se advierten que existan antecedentes nuevos que motiven

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>transformador 66/23 kV de 30 MVA y nuevo BBCC con una capacidad de 2x2.4 MVAR S/E Duqueco</p>	<p>elaboran nuestras observaciones:</p> <p>Comentario de forma: en la pestaña Introducción se indica "Proy. Maitencillo – Vallenar" en lugar de "Proy. Ampl. Duqueco".</p> <p>Sección 7.4.4, en el párrafo 4 se indica: "Se entiende por garantizar la seguridad y calidad de servicio, el entregar al sistema los elementos y niveles de redundancia necesarios para asegurar el abastecimiento de la demanda frente a las contingencias que establece la normativa técnica para el segmento de transmisión respectivo."</p> <p>Si bien es cierto con la metodología definida por la CNE no se justifica la obra Segundo Transformador, en caso de que este falle la demanda conectada a la barra de 23 kV de la S/E Duqueco quedará sin abastecimiento, lo cual no cumple con lo indicado en el párrafo señalado anteriormente. Asimismo, y relacionado a la parte de la obra de los BBCC, considerando la situación actual cerca del 10% del tiempo el Factor de Potencia de la S/E Duqueco 23 kV se encuentra bajo 0,93 inductivo, valor definido en los artículos 5-17 y 5-18, para clientes libres y regulados, respectivamente, de la NTSyCS para este tipo de tensión. Posteriormente, al incorporar el BBCC el 100% del tiempo el Factor de Potencia se encuentra dentro de los rangos definidos en la NTSyCS.</p> <p>Respecto a este último punto, el Coordinador en su</p>	<p>capacidad de 2x2.4 MVAR S/E Duqueco" presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. sea incorporada en el Informe Técnico Final.</p>	<p>un cambio en la definición adoptada por esta Comisión.</p> <p>Adicionalmente, es del caso indicar que los proyectos de nuevas unidades de transformación AT/MT por motivos de seguridad de servicio no han sido priorizadas por esta Comisión dentro de los criterios establecidos, en particular, por su baja tasa de falla y por el impacto acotado que su salida puede significar. Por lo mismo, se requiere de una justificación adicional para que su análisis derive en su incorporación dentro de los planes de expansión de la transmisión, en el entendido que la normativa técnica no contempla, a la fecha, la aplicación de un criterio de seguridad coherente, por ejemplo, con un N-1, para este tipo de instalaciones, de modo que estas son evaluadas, en primer lugar, por su aporte a la reducción de la ENSE, de acuerdo a lo indicado en el numeral 7.4.4 del ITF, para luego revisar la posible adición de alguno de los demás criterios definidos para el análisis de seguridad. Finalmente, en relación al banco de condensadores, es del caso señalar</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>propuesta de Expansión de la Transmisión del año 2021 también considera necesario la incorporación de los BBCC en la S/E Duqueco (ver tabla 1-2, fila 111, en el link <a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-2021.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-2021.pdf</a>).</p> <p>Considerando los antecedentes expuestos, se reitera la importancia de que la obra "Segundo transformador 66/23 kV de 30 MVA y nuevo BBCC" sea incorporado en el Plan de Expansión 2021.</p>		<p>que los problemas de factor de potencia en las cargas que son abastecidas por la instalación en cuestión debe ser solucionado primeramente a nivel de distribución, para luego diagnosticar un posible requerimiento a nivel de transmisión, situación que no ha sido respaldada por la empresa.</p>

---

## E13 – ACERA A.G.

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E13-01	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>Para una correcta definición de las principales características de los sistemas de almacenamiento se solicita establecer en el informe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad en MW.</li> <li>• Tiempo de entrega.</li> <li>• Tiempo de respuesta.</li> </ul>	N/A solicitud de mayores antecedentes del proyecto	<p>Se acoge la observación.</p> <p>1.- Capacidad en MW: sistema de baterías de capacidad simétrica de 500 MW por subestación.</p> <p>a) Capacidad de potencia activa: 500MW (no simultánea con potencia reactiva)</p> <p>b) Capacidad en potencia reactiva: 500MVAR durante transitorio inicial (1 segundo aprox.) y entre 30% y 40% luego de este tiempo, no simultáneo con aporte de potencia activa.</p> <p>2.- Tiempo de entrega: tiempo mínimo de entrega será de 15 minutos a capacidad nominal.</p> <p>3.- Tiempo de respuesta: este depende del aporte que esté realizando:</p> <p>a) Control de Tensión: respuesta en no más de 50 ms frente a variaciones del 5% en la referencia de tensión.</p> <p>b) Actuación frente a sobrecarga post contingencia de equipos: no se necesita una respuesta rápida (del orden de los milisegundos) debido a que los componentes serie de la línea permiten una sobrecarga, dando espacio para actuar en un rango mayor de tiempo (no superior a 4 segundos).</p>
E13-02	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>Para poder dimensionar la potencia degradación de los sistemas de almacenamiento es necesario establecer indicar mayores características sobre su uso esperado es por ello que se solicita especificar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rango o número máximo de veces que se podría activar la respuesta</li> </ul>	N/A solicitud de mayores antecedentes del proyecto	<p>Se acoge la observación.</p> <p>1.- Rango o número máximo de veces que se podría activar la respuesta por contingencia: el uso esperado de estos sistemas de baterías es de 4.5 veces por año. Este número considera, además, que el equipo solo actuaría frente a falla cuando los flujos por las líneas superen a los límites actuales sin la obra propuesta, evento que se espera en horas de alta generación solar (el sistema de transporte entre SE Cumbre y Lo Aguirre 500 kV solo ha sufrido una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>por contingencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Número de ciclos diarios (incluyendo la definición de ciclo usada) o la energía de descarga diaria considerada</li> <li>• Confirmar que no se acepta degradación de la capacidad del servicio</li> <li>• Para el servicio de Control de voltaje se solicita especificar: Capacidad en MVAR requerida, Tiempo de respuesta; e indicar si se espera usar de manera simultánea con la respuesta ante contingencia.</li> </ul>		<p>falla desde el año 2014 a lo que va del año 2022 y fue la falla asociada al reporte EAF 112/2020 SEN del Coordinador que involucró a las líneas entre S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar, por lo cual considerar 4 eventos anuales para una línea de aproximadamente 2000 km es una posición conservadora).</p> <p>2.- Número de ciclos diarios (incluyendo la definición de ciclo usada) o la energía de descarga diaria considerada: no se han especificado, pues pueden variar dependiendo de la solución definitiva que cada proponente desarrolle para cumplir con los objetivos de la obra de expansión.</p> <p>3.- Confirmar que no se acepta degradación de la capacidad del servicio: no se acepta degradación de la capacidad de servicio que afecte el correcto cumplimiento de los propósitos de la obra de expansión.</p> <p>4.- Para el servicio de control de voltaje se solicita especificar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Capacidad en MVAR requerida: 500MVAR durante transitorio inicial (1 segundo aprox.) y entre 30% y 40% luego de este tiempo, no simultáneo con aporte de potencia activa.</li> <li>b) Tiempo de respuesta: máximo tiempo de respuesta de 50 ms para un SCR de 20</li> <li>c) Indicar si se espera usar de manera simultánea con la respuesta ante contingencia: el aporte de reactivo deberá disminuir a medida que incrementa la necesidad de inyección de potencia activa. La prioridad del equipo es la inyección de potencia activa.</li> </ul>



---

## E14 – ISA Interchile

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E14-01	3.1.5 AUMENTO CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS - CUMBRE Y LÍNEA 2X500 KV CUMBRE - NUEVA CARDONES	En el ITP se indica un plazo de construcción de 24 meses, mientras que la propuesta de TEN es de 18 meses para el cambio de la trampa de onda.	Conservar plazo propuesto por TEN 18 meses.	No se acoge la observación.  En atención a los análisis efectuados por esta Comisión y la entrega de nuevos antecedentes por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide retirar la obra del presente plan de expansión, ya que los elementos (trampas de ondas) poseen la capacidad suficiente para transmitir los flujos proyectados por el corredor.
E14-02	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	¿Cuál es la vida útil de la batería considerada en la evaluación económica del proyecto?	Indicar la vida útil de la batería.	Respecto de la pregunta presentada por la empresa ISA Interchile sobre la vida útil de la batería considerada en el presente plan de expansión, cabe señalar que la vida útil que se utilizó en el presente plan de expansión para este equipamiento es de 40 años, la que, si bien no coincide necesariamente con la vida útil esperada para este tipo de equipamiento, es la vida útil establecida para equipos eléctricos entregada en el Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles desarrollado por esta Comisión, indicado en el artículo segundo de la resolución que aprueba dicho informe. Cabe destacar que en dicho informe no está tipificada la categoría "almacenamiento" o similar para clasificar este tipo de obras de una manera más adecuada.
E14-03	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	No queda claro si en la evaluación económica se considera reposición del equipo, por favor, indicar.	Aclarar el punto	Se acoge la observación.  La valorización considera la instalación del sistema de control y la infraestructura de almacenamiento requerida, sin contemplar eventuales reemplazos de equipamiento o componentes por efecto de desgaste o eventuales daños. Será responsabilidad de los futuros propietarios efectuar dichos

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				reemplazos dentro del periodo de pago que garantiza la regulación, en el caso de requerirse.
E14-04	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	En la página 20 del informe se indica: "...Asimismo, este equipamiento deberá ser diseñado y dimensionado para una operación de, al menos, 10 veces al año."). ¿Cuál es la justificación de la cantidad mínima de operaciones de 10 veces al año ?	Incluir justificación.	Se acoge la observación.  La cantidad de operaciones esperadas al año definidas en la descripción de la obra se basa en una revisión de la estadística de falla del sistema de 500 kV que se pretende monitorear, adicionando un margen de seguridad, de modo de entregar una estimación en el rango superior de lo que se esperaría que ocurra en el futuro.
E14-05	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Confirmar si existe disponibilidad de paños y espacio en la subestación Lo Aguirre para la instalación y conexión del sistema de almacenamiento y si esto fue considerado en el momento de dimensionar los costos, o se consideró un emplazamiento cerca de la subestación.	Confirmar disponibilidad	Se acoge la observación.  En el documento anexo que incluye las ingenierías conceptuales referenciales de las obras se detalla lo consultado.
E14-06	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	Confirmar si existe disponibilidad de paños y espacio en la subestación Parinas para la instalación y conexión del sistema de almacenamiento y si esto fue considerado en el momento de dimensionar los costos, o se consideró un emplazamiento cerca de la subestación.	Confirmar disponibilidad	Se acoge la observación.  En el documento anexo que incluye las ingenierías conceptuales referenciales de las obras se detalla lo consultado.
E14-07	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO	El proyecto define que en base a baterías de 500 MVA/125 MWh	Se solicita aclarar a) Si las baterías planteadas	Se acoge parcialmente la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE</p>	<p>en SSEE Lo Aguirre y Parinas permitirá aumentar la capacidad de transferencia permanente del sistema de transmisión entre estos dos puntos por un valor entre 400 y 500 MW. Así cuando el flujo sea norte-sur y ocurra una contingencia en 500 kV, la batería de Parinas absorberá la potencia inyectada por la generación del norte y la de Lo Aguirre inyectará su carga a la zona centro. Todo lo anterior para evitar sobrecargas en la zona de la falla. Situación análoga se puede plantear para el flujo sur-norte. Luego, en el transcurso del tiempo de autonomía que otorgue la carga/descarga de las baterías, se deberá efectuar un redespacho del sistema que permita evitar la sobrecarga e incumplimiento normativo en postcontingencia.</p> <p>Si se supone que estas baterías permiten un aumento de capacidad bidireccional y que las mismas no se cargan y descargan en forma ciclica (i.e. si el flujo es norte sur la batería debe del norte debe estar vacía y la del sur llena a 100%; si es sur norte, la batería de norte debe estar llena</p>	<p>permitirán aumentar la capacidad de transmisión en forma bidireccional (norte-&gt;sur y sur-&gt; norte)</p> <p>b) Si la operación de las baterías propuestas implica ciclos de carga y descarga debido a situaciones operacionales distintas de falla. Si este fuera el caso, por favor indicar si estos ciclos de carga/descarga implicarían un costo para el sistema y si han sido considerados en la evaluación.</p> <p>c) Si la política de operación supuesta para la evaluación de este proyecto contempla un nivel basal de carga en cada una de las baterías. Si este fuera el caso, indicar como ello podría afectar la autonomía de tiempo y/o capacidad de transmisión que pueda respaldar el sistema propuesto.</p> <p>Finalmente, y en caso que correspondía, revisar la</p>	<p>A continuación se da respuesta a las inquietudes planteadas:</p> <p>a) No se contempla una operación bidireccional.  b) No se consideraron eventuales costos como los señalados en la evaluación de la obra. En todo caso, la operación de los sistemas de almacenamiento que formen parte de esta obra de expansión se regirán de acuerdo a lo señalado en los respectivos reglamentos de Coordinación y Operación (DS 125 de 2017) y de Los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS 37 de 2019).  c) No se considera una política de operación a priori, situación que deberá ser considerada por los futuros propietarios en el diseño de su propuesta.</p> <p>Dado lo anterior, no se considera necesario realizar modificaciones a la evaluación ya realizada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>y la del sur vacía), se puede inferir que las mismas deberán operar permanentemente con un nivel de carga parcial. En esta situación, surge la duda de cuál es la autonomía de tiempo que podrían proveer las baterías inyectando/absorbiendo potencia frente a una situación de falla en 500 kV. Si por ejemplo se supone un nivel de carga parcial de un 50% en cada batería, dos cursos de acción posibles para una capacidad de almacenamiento de 125 MWh son: a) Que se otorgue una autonomía de 15 min para una capacidad de 250 MW, en cuyo caso se podría en cuestión la capacidad de respaldar una capacidad de 400 a 500 MW, o b) Que otorgue una autonomía de 7,5 min para una capacidad de 500 MW, situación que supone que en dicho lapso de tiempo se puede efectuar un redespacho (reducción de generación en un extremo y aumento de generación en el otro extremo) de 500 MW del sistema manteniendo las condiciones de seguridad y calidad de servicio (frecuencia y reserva en giro principalmente).</p>	<p>evaluación propuesta de este proyecto en función de lo comentado.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E14-08	Costo Operacional Sin Proyecto	Se observa un incremento de los costos operativos del sistema en el caso base, respecto a los calculados en el proceso del año 2020. Por favor, indicar cuál es la causa de esto . Ver Figura 11	Explicar aumento de los costos operacionales	<p>Se acoge la observación.</p> <p>A continuación se indican alguno de los motivos del incremento en los costos de operación del Sistema, los que, por cierto, poseen un origen diverso y difícil de trazar, dado el alto número de variables y datos de entrada que intervienen en el proceso. No obstante, se señalan los que, a juicio de esta Comisión, serían los más relevantes:</p> <p>1.- Modificación de las series de caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas, pasando de series hidrológicas históricas (1960 - 2022) a series sintéticas (34).</p> <p>2- Modificación en la representación por bloques: se pasó de dos días promedio mensuales de 8 bloques cada uno a dos días promedio mensuales de 12 bloques cada uno, lo que ha generado se tenga una representación más realista del Sistema Eléctrico (demanda, generación renovable, generación térmica, entre otros) y se logre observar mayores necesidades para lograr abastecer esta demanda.</p>
E14-09	Obras No Recomendadas	Considerar proyecto no recomendados 131 y 154: Los proyectos presentados por ENEL y ACCIONA no fueron recomendados debido a deficiencias técnicas y económicas. Sin embargo, se da a entender en la justificación de la no recomendación que estos proyectos ya habían sido descartados, por lo que no se	Se propone considerar el proyecto.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es necesario indicar que el proyecto sí fue evaluado por esta Comisión y no presenta beneficios en ninguno de los EGPT, bajo los criterios técnicos y posibilidades reales de transporte que otorga la obra propuesta, las que corresponden a las discutidas en el Dictamen N°7- 2021. Lo anterior puede ser revisado en la planilla de resultados de las evaluaciones económicas de las obras analizadas, en particular, aquellos asociados a la simulación</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evalúan nuevamente. Cabe considerar que con el aumento de los costos de operación se podrían recoger beneficios económicos en la operación del sistema a partir de la implementación de esta propuesta. Además, si bien se argumenta que existen incumplimientos a la normativa técnica, éstos podrían ser resueltos con leves mejoras en el diseño de esta propuesta. De esta manera, se contemplaría una alternativa costo-eficiente en la planificación de la transmisión que permita aliviar las congestiones en la zona del Norte Chico de Chile. En vista de lo anterior, se pide considerar el proyecto. Ver Figura 12</p>		<p>etiquetada como "45 Base Ampl Parinas + Amp Nmait - Polp_ajuste".</p>
E14-10	Propuesta del Coordinador Plan de Expansión 2022	<p>Dentro de las propuestas de obras nuevas se presenta una serie de proyectos de condensadores síncronos con fecha de requerimiento de 2025.</p>	<p>Se propone considerar el impacto de estas obras en este proceso.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La empresa solicita incorporar en los análisis parte del contenido de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, remitida por el Coordinador a la Comisión durante enero del presente año, lo que se enmarca en el proceso de expansión de la transmisión correspondiente al año 2022, de modo que no corresponde a un antecedente del proceso en curso. No obstante, esta Comisión entiende que lo indicado en la observación sí podría ser considerado en la medida que resulte factible de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				implementar y que se visualicen efectos directos en los resultados obtenidos, lo que no ocurre en este caso, en particular, dado el espacio de tiempo que se tiene entre la recepción de los antecedentes señalados y la emisión del ITF.

## Anexos Empresa 14

Figura 11

**Tabla 8.1: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731

*ITP Plan de Expansión 2021.*

**Tabla 33: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	10.565	16.531	14.479	14.012	18.643

*ITP Plan de Expansión 2020.*

Figura 12

N°	Proyecto	Promotor	Motivo de No Recomendación	Sistema
131	Aumento de la capacidad de transporte de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico a 2300 [MVA]	Enel Green Power Chile S.A;	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 6.4.9 del presente informe. Además, la necesidad de mayor capacidad de transporte entre la S/E Nueva Maitencillo y S/E Polpaico en el mediano plazo queda cubierta con el proyecto "Nuevo Sistema de Almacenamiento Parinas – Lo Aguirre". Adicionalmente, esta Comisión reitera que el proyecto no permitiría transportar en forma segura 2300 MVA en el tramo Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar conforme se analizó en la discrepancia N°7 – 2021. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional

Figura 2-3: Extracto ITP Cap/10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados, página 24.

154	Aumento de la capacidad de transporte de la línea 2x500 kV Nueva Maitencillo - Polpaico a 2300 [MVA]	Acciona Energía Chile SpA	El proyecto fue presentado considerando su aporte en términos de la reducción de los costos de operación y falla del sistema. De acuerdo a los análisis estocásticos realizados, el proyecto propuesto no presentó beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 6.4.9 del presente informe. Además, la necesidad de mayor capacidad de transporte entre la S/E Nueva Maitencillo y S/E Polpaico en el mediano plazo queda cubierta con el proyecto "Nuevo Sistema de Almacenamiento Parinas – Lo Aguirre". Adicionalmente, esta Comisión reitera que el proyecto no permitiría transportar en forma segura 2300 MVA en el tramo Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar conforme se analizó en la discrepancia N°7 – 2021. Debido a lo expuesto, el proyecto no es incorporado al presente Plan de Expansión. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación económica del proyecto, la cual fue realizada a partir de simulaciones estocásticas de la operación esperada del sistema.	Nacional
-----	--	---------------------------	---	----------

Figura 2-4: Extracto ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados, página 30.

---

## E15 – Collahuasi SCM

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E15-01	Propuesta Nuevo sistema de almacenamiento y control de flujo Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	<p>Se valora la propuesta de optimizar el sistema de transmisión existente con el desarrollo de sistemas de almacenamiento de corta duración.</p> <p>Sin embargo, no se especifican los criterios operacionales para aprovechar el potencial del sistema de baterías que permita “un aumento de la capacidad de transferencia del sistema de entre 400 y 500 MVA”.</p> <p>En particular, no queda claro:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Si los sistemas propuestos por la CNE y las condiciones operacionales evaluadas en el programa de operación económica son factibles desde el punto de vista de cumplimiento de la norma técnica. La base de datos DigSilent que publicó la CNE como parte del estudio no incluye la modelación de los sistemas de almacenamiento.</li> <li>2. Como se cumplen los requerimientos establecidos en el Artículo 5-5 de la NTSyCS, donde se indica:  “La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.</li> </ol> <p>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.”</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>3. Si en un contexto donde los mínimos técnicos no se reducen, las plantas térmicas no pueden partir y parar frecuentemente, la incorporación de más capacidad de transmisión en el tamo</li> </ol>	<p>Se requiere validar los siguientes aspectos respecto de la incorporación de un sistema de almacenamiento propuesto:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Si operacionalmente el tramo Parinas – Lo Aguirre efectivamente se puede aumentar entre 400 – 500 MVA (y cuánto específicamente) con la incorporación del sistema de almacenamiento propuesto de una forma consistente con criterios operacionales que adopte el Coordinador.</li> <li>2. Si la incorporación de los sistemas de almacenamiento y el aumento de capacidad de transporte del tramo en 400 – 500 MVA efectivamente permite cumplir los criterios de seguridad que establece la norma técnica, adjuntando los estudios correspondientes y análisis de verificación de norma</li> </ol>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A continuación se da respuesta a las inquietudes planteadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El proponente de la obra entregó estudios eléctricos que sustentan los valores de restricciones de transmisión utilizados para el desarrollo de los análisis, cumpliendo con los requerimientos de la NTSyCS.</li> <li>-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.</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>efectivamente logra reducir los costos de operación de manera significativa como para justificar la inversión propuesta.</p> <p>4. Si dicho criterio está alineado con criterios operacionales que está dispuesto a utilizar el Coordinador; no queda claro cuánta capacidad de transporte del tramo efectivamente permitiría el sistema de almacenamiento aumentar. Si el sistema se desarrolla y el Coordinador no utiliza el mismo criterio operacional, luego el valor potencial estimado no sería consistente. Por ejemplo, el Coordinador en su propuesta de expansión 2022 no está considerando sistemas de almacenamiento (<a href="https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/">https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/</a>).</p>	<p>técnica mediante el uso de DigSilent.</p> <p>3. Si la propuesta que está realizando la CNE cumple los requerimientos establecidos en el Artículo 5-5 de la norma técnica vigente.</p> <p>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.</p> <p>De no comprobarse el cumplimiento de todos los requisitos normativos, tanto técnicos como económicos,</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			se sugiere no realizar la presente obra.	
E15-02	Instalación de SVC de +/- 200 MVar en S/E Cumbre 500 kV	Según se señala en la justificación, este proyecto en conjunto con el cambio de las trampas de onda presenta beneficios netos en más del 50% de los escenarios. Sin embargo, este proyecto no fue recomendado, pues su funcionalidad de control de reactivos será entregada por el proyecto del sistema de control de flujos.	Se propone que se estudie el desarrollo de esta obra, condicionado a la No ejecución del proyecto de control de flujos. Verificando el cumplimiento de todos los requisitos normativos, tanto técnicos como económicos.	No se acoge la observación.  Dado que la obra denominada "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS - CUMBRE Y LÍNEA 2X500 KV CUMBRE - NUEVA CARDONES" ha sido retirada de este ITF, no correspondería incorporar la obra solicitada.
E15-03	Propuesta de aumento de capacidad de línea 2x500 kV Los Changos – Cumbres y línea 2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones	Respecto de este proyecto se sugiere revisar:  1.si se está considerando de manera adecuada la capacidad de otros componentes que también podrían limitar la capacidad de transferencia del tramo Los Changos – Cumbres – Nueva Cardones (ratificar que la compensación en serie no es una limitante, sólo la trampa de onda).  2. Verificar si es posible utilizar la capacidad de carga transitoria que tienen elementos como la compensación serie para operar el tramo por sobre la capacidad N-1 , . La práctica de utilizar tramos por sobre la capacidad N-1 también está siendo propuesta por la CNE en el proyecto “Propuesta Nuevo sistema de almacenamiento y control de flujo Parinas – Seccionadora Lo Aguirre”. En el caso del tramo Los Changos – Cumbres – Nueva Cardones esta práctica podría ser explorada haciendo uso de las capacidades existentes en el sistema, o mediante modificaciones	Revisar lo indicado.	Se acoge la observación.  En relación con la revisión solicitada, se indica lo siguiente: 1.- Conforme lo informado por la empresa propietaria (TEN S.A.) en el proceso del ITP 2021, las trampas de onda tenían una capacidad máxima de 1730 MVA, sin posibilidad alguna de sobrecarga.  2.- Mediante información adicional proporcionada por la empresa y el CEN durante el proceso de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en ciertos componentes del sistema, sin necesariamente instalar un equipo BESS.</p>		<p>observaciones, esta Comisión ha logrado determinar que las TTOO soportan una capacidad de sobrecarga que permite un transporte de 2100 MVA por las líneas durante al menos 50 minutos.</p> <p>3.- Esta Comisión determina que no se puede transmitir 2100 MVA por las líneas antes mencionadas sin el aporte de reactivos en la zona. Este aporte se realizará a través del nuevo sistema de control con almacenamientos tipo BESS ubicados en la subestación Parinas.</p> <p>4.- Respecto al uso de la sobrecarga de elementos serie, se tiene como antecedente que el propietario de las instalaciones no observa problemas en sus instalaciones si se cuenta con el aporte de potencia reactiva antes mencionada, lo que no deteriora la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				seguridad del sistema (N-1), puesto que los equipos y línea de transporte pueden soportar esta sobrecarga por prolongados períodos de tiempo. El único elemento que se estaría viendo exigido son las compensaciones serie, las cuales permiten una corriente de 2471 Ampere durante 30 minutos.
E15-04	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	<p>En la sección 8.5.2 se señala que esta obra corresponde a un proyecto de expansión por necesidades de Acceso Abierto; sin embargo, en la planilla "Evaluación Económica General - ITP Acceso Abierto" no se incluye la evaluación de esta obra. Adicionalmente, la actual capacidad en desarrollo en S/E Parinas más la que se encuentra aprobada en Acceso Abierto del CEN parece suficiente para generar escenarios de congestión en la línea 2x500 kV Los Changos - Parinas - Cumbre, condición que se verá profundizada con la incorporación de más generación, a conectarse en la ampliación de S/E Parinas y en la nueva S/E Lullaillaco.</p>	<p>Incorporar la evaluación económica del proyecto, e indicar si bajo los escenarios analizados se requiere un nuevo proyecto de transmisión.</p> <p>De no comprobarse el cumplimiento de todos los requisitos normativos, tanto técnicos como económicos, se sugiere no realizar la presente obra.</p>	<p>No se acoge observación.</p> <p>La obra en cuestión es incorporada al presente Plan de Expansión en atención al cumplimiento de lo establecido en Artículo 74 del Reglamento de Planificación, requerimientos que se fundan en la cantidad de proyectos que necesitan conexión en la S/E Parinas, superando incluso lo que ésta pueda recibir. A lo anterior se suma el hecho de que varios de los proyectos señalados cuentan con contratos de uso de terrenos firmados</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>con el Ministerio de Bienes Nacionales, lo que, a juicio de esta Comisión, representa una garantía suficiente para desarrollar la infraestructura de transmisión necesaria para su materialización y posterior conexión al Sistema Eléctrico.</p> <p>En cuanto al comentario sobre el posible grado de congestión de las líneas de transmisión emplazadas en el entorno de la futura S/E Lullaillaco, esta situación corresponde a un riesgo que deberán enfrentar y gestionar los titulares de los proyectos de generación que se conectarán a la instalación, así como será un objetivo del proceso de planificación definir eventuales expansiones en caso de comprobarse su eficiencia técnica y económica.</p>
E15-05	Proyección de demanda	Para los primeros años del horizonte de planificación, se utilizó la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación. Para los siguientes años, se utilizan los	Se solicita ajustar la demanda en el mediano plazo (próximos 7 años) según expectativas de	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La demanda utilizada por esta Comisión en los</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones. Particularmente, se utilizó la información contenida en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040 (RE CNE 31 del 28 de enero de 2020).</p> <p>Por el contexto histórico reciente, la metodología puede estar sobre estimando las expectativas de crecimiento de la demanda en el corto plazo (próximos 5 - 7 años); lo anterior produce una subestimación de los desafíos de congestión y vertimiento ERV en algunas zonas.</p> <p>La figura adjunta muestra diversos escenarios de proyección de demanda que se han realizado recientemente: Ver Figura 13. La figura ilustra la posible sobre estimación de la demanda en el mediano plazo si se compara con expectativas recientes publicadas por la CNE y el Coordinador.</p> <p>También la figura explicita un desafío que se podría dar en los próximos procesos de planificación cuando se utilicen escenarios de proyección de demanda actualizados según los últimos escenarios definidos por la PELP, que son optimistas en la proyección de demanda en el largo plazo.</p>	<p>crecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo que son más conservadoras.</p>	<p>diferentes escenarios del proceso de planificación 2021 cumple con los criterios establecidos en el artículo 78 del Reglamento de Planificación, pues se basa en la previsión de demanda de energía eléctrica para clientes libres y regulados en los primeros años, para luego realizar la extensión de esta información por medio de los valores absolutos de energía y los antecedentes contenidos en los respectivos escenarios energéticos de la PELP. Sin perjuicio de lo anterior, se revisó la previsión de demanda 2021, observando que las diferencias no son significativas (alrededor de 1% en el peor de los casos) respecto a la precisión de demanda 2020. Por ejemplo, la previsión de demanda 2020 posee una energía anual superior a la previsión 2021 de 125 GWh-Año para el año 2021.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E15-06	Proyección de precio de combustible	<p>Los 3 escenarios de precio de GNL (Bajo, Medio, Alto) hasta el año 2030 no reflejan variación, es decir, son exactamente iguales. Al año 2040, la diferencia entre el escenario de precio alto (8,991 USD/MMBTU) y bajo (8,460 USD/MMBTU) es sólo de 6,27%. En el caso de los escenarios de precio de carbón la situación es similar, los tres escenarios de precio de carbón son similares hasta el 2030 y al año 2040 la diferencia entre el precio que se define en el escenario alto y el escenario bajo es 8,7%. Para el Brent la situación es similar, pero la diferencia al 2040 es de 8,2%.</p> <p>La certidumbre evaluada para los próximos 9 años en los precios de combustibles, junto a la escasa variación entre los escenarios posterior al año 2030, puede estar afectando la evaluación de ciertos proyectos de transmisión propuestos.</p>	Se solicita utilizar una mayor variación de precios de combustibles entre los distintos escenarios, teniendo en consideración mejores prácticas de evaluación de riesgo, escenarios de definidos en la PELP y/o escenarios definidos por el Coordinador.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La metodología utilizada por esta Comisión consiste en utilizar 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 2021-2035, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 473, de fecha 16 diciembre de 2020).</p> <p>Estos valores se utilizan bajo los mismos criterios utilizados en el proceso de fijación de precio de nudo de corto plazo del primer semestre del año 2021. En tanto, 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</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>a) del artículo 78 del Reglamento de Planificación de la Transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y con la finalidad de mejorar la evaluación del riesgo que supone modificaciones severas y constantes a los precios de los combustibles, se analizará en procesos de planificación futuros incrementar los años en los cuales los escenarios presentan costos de combustibles distintos.</p>
E15-07	Modelación de CSP	<p>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.</p> <p>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.</p> <p><i>Potencia Complemento (p.u) = 1 - Potencia FV (p.u)</i></p>	<p>Revisar la modelación que se está realizando a tecnología CSP, pues se puede estar sobre estimando su potencial de generación para la arquitectura de una planta dada y los costos definidos. El estudio no entrega detalles respecto de si con la definición de la planta de CSP considerada se puede cumplir el patrón de generación, particularmente en invierno.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>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%. Por lo tanto, e independiente de la optimización de los recursos que determine el software, el factor de planta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En el estudio se definió la potencia en p.u. de las centrales fotovoltaicas en la zona norte de la siguiente forma: Ver Figura 14.</p> <p>Por lo tanto, la definición de complemento para centrales CSP está definida de la siguiente forma: Ver Figura 15</p> <p>Luego, según esos antecedentes, en la página 101 se indica: “A partir de dichos valores, y considerando una operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:</p> $Potencia\ CSP\ (p.u) = \begin{cases} 1, & \text{si } 0,95 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) \\ 0,9, & \text{si } 0,8 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,95 \\ 0,8, & \text{si } 0,3 \leq Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,8 \\ 0,6, & \text{si } Potencia\ Complemento\ (p.u) < 0,3 \end{cases}$ <p>En vista de los antecedentes presentados, se sugiere verificar que el potencial de generación de la tecnología CSP no esté sobre estimado; 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.</p> <p>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).</p>		<p>anual no podrá ser superior a 79%.</p> <p>Además, se analiza mensualmente la operación de las CSP, observándose que el factor de planta promedio en meses de verano 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%).</p> <p>Finalmente, se hace presente que se está trabajando para que en el 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</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				virtud de las características de cada central.

# Anexo Empresa 15

Figura 13

Crecimiento esperado de demanda (TWh/año)

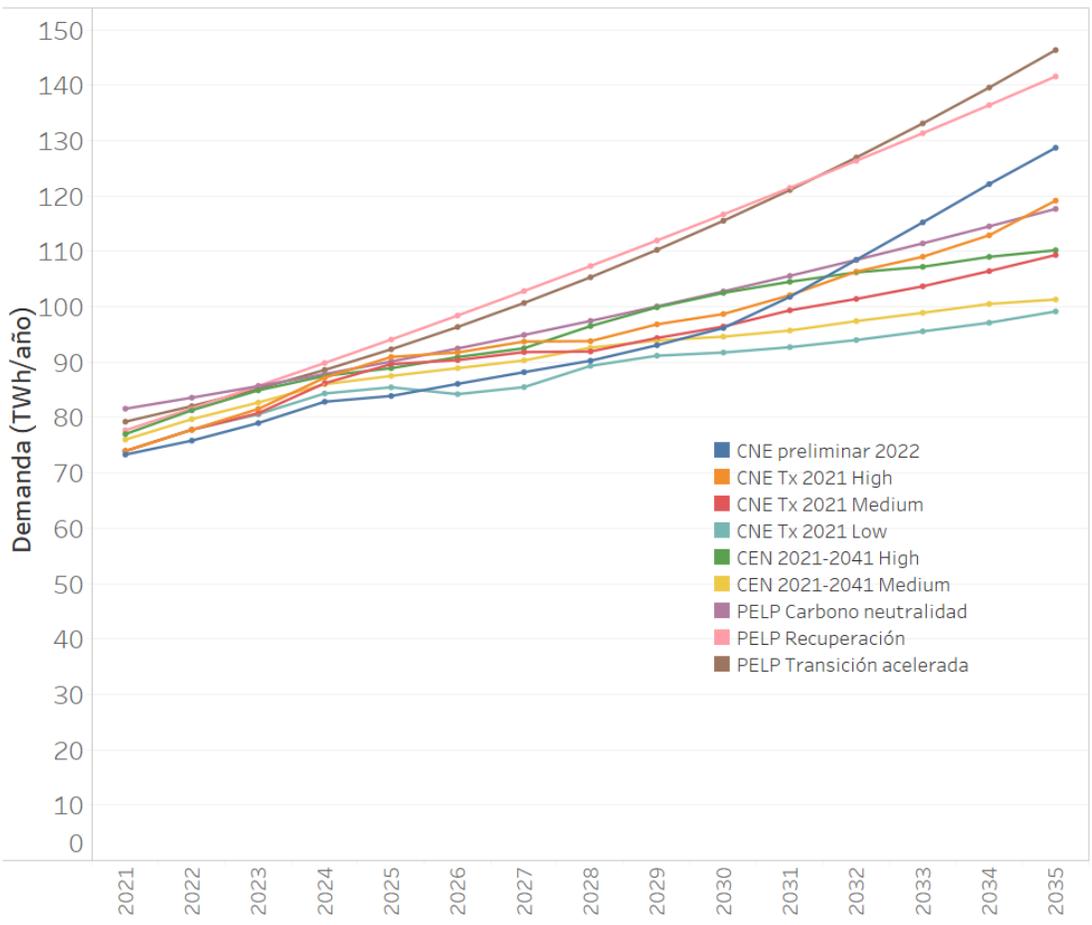


Figura 14

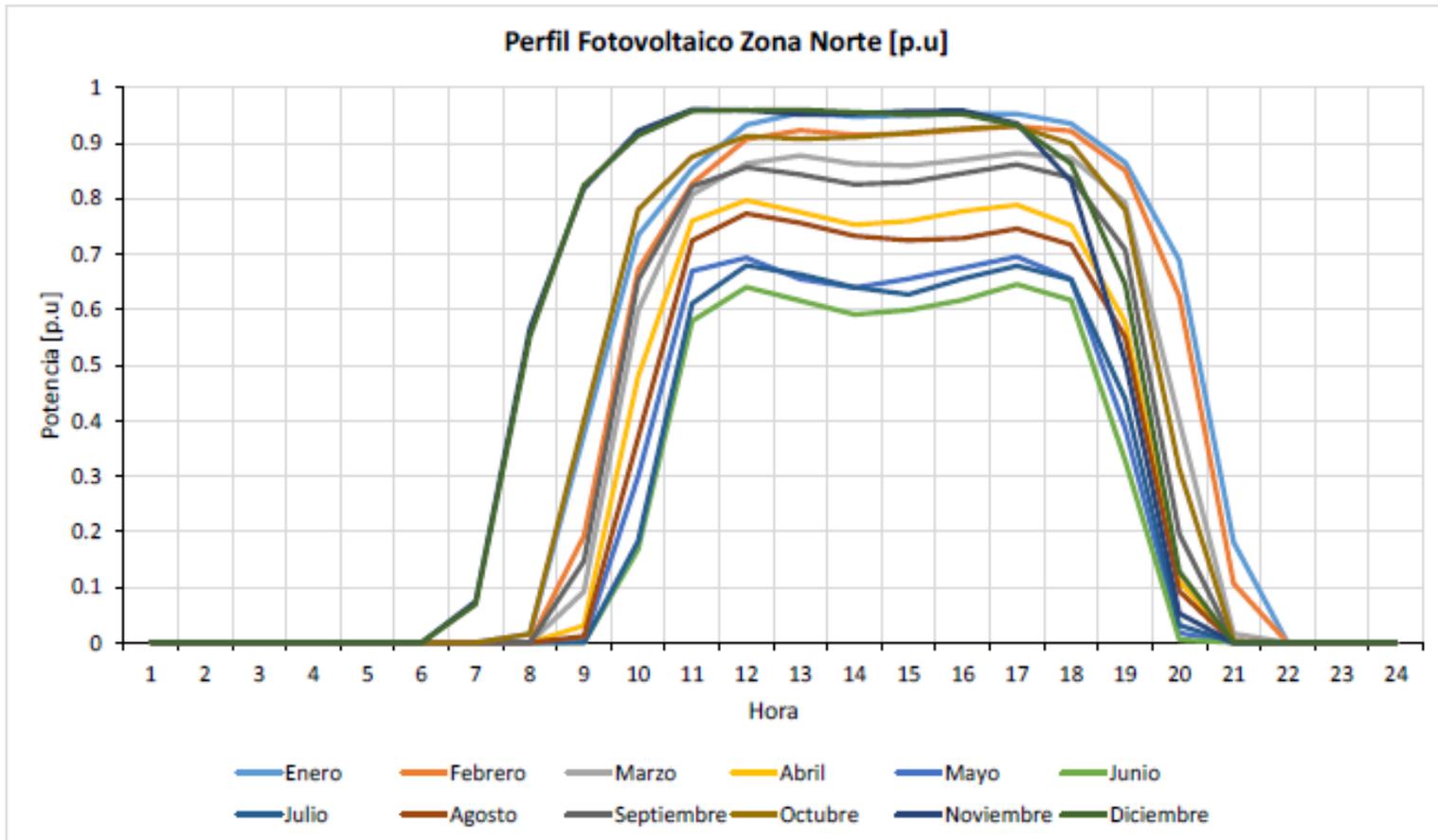


Figura 15

Tabla 7.16: Potencia complementaria para cada mes-hora

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

---

## E16 – Parque Eólico Vientos del Pacífico

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E16-01	Proyectos No Recomendados N° 138, Anexo 1 Plan de Expansión 2021: Aumento de capacidad corredor 1x66 kV Horcones - Carampangue - Curanilahue Norte	La CNE señala en la justificación que "De acuerdo a los análisis realizados, el tramo en cuestión no presenta congestiones por efecto de la demanda ni de la generación en la zona, por lo que no se visualizan requerimientos de una obra de expansión por motivos de suficiencia o eficiencia operacional.". Al respecto, cabe señalar que en las bases de datos utilizadas por la CNE <b>no se considera</b> el proyecto Parque Eólico Vientos del Pacífico conectado a la S/E Curanilahue Norte y por lo tanto, es efectivo que no se evidencian las problemáticas descritas en la propuesta recomendada por la empresa, las cuales se presentan una vez que el proyecto se conecta al sistema. (ver hoja ITP adjunta)	Considerar el proyecto Parque Eólico Vientos del Pacífico en la modelación, dado que ya cuenta con Autorización de Conexión Definitiva por parte del CEN (NUP 2513 Acceso Abierto) y se dispone de avances significativos en el desarrollo del proyecto (RCA en trámite se espera aprobación en marzo de 2022, actualmente en proceso de licitación con clientes), y con ese escenario evaluar la necesidad de la obra de expansión de la transmisión propuesta. <b>Luego, incorporar el aumento de capacidad corredor 1x66kV Horcones-Carampangue-Curanilahue Norte en la Sección 4.1 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal (Sistema Zonal E).</b>	No se acoge la observación.  El análisis realizado no considera el proyecto de generación señalado, toda vez que este no forma parte de los EGPT, de modo que no corresponde incorporarlo en las bases de simulación.  Cabe hacer presente 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. En otras palabras, 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.

---

## E17 – GPC Global Power Generation

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E17-01	1- Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa	Incorporar proyecto propuesto por el Coordinador para evitar congestiones en tramo 500/220 kV en S/E Ancoa	Incorporar en la sección 3.1 Obras de Ampliación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, se debe indicar que esta obra no fue presentada en la etapa de convocatoria de propuestas de expansión por parte de los promotores ni tampoco por parte del Coordinador, de modo que, en estricto rigor, esta no forma parte de la cartera de proyectos presentados en el marco del proceso de expansión 2021. Sumado a lo anterior, esta Comisión no advierte un grado de congestión tal que permita justificar la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de la zona en virtud del proceso de planificación 2021.</p>
E17-02	2- Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, circuitos 1 y 2	Incorporar proyecto propuesto por el Coordinador para evitar congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Incorporar en la 94 sección 3.1 Obras de Ampliación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, se debe indicar que esta obra no fue presentada en la etapa de convocatoria de propuestas de expansión por parte de los promotores. Sí fue presentada por el Coordinador, quien posteriormente retiró dicha propuesta en su Informe Complementario, de modo que, en estricto rigor, esta no forma parte de la cartera de proyectos presentados en el marco del proceso de expansión 2021. Sumado a lo anterior, esta Comisión no advierte ningún tipo de congestión que permita justificar la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de la zona en virtud del proceso de planificación 2021.</p>
E17-03	3- Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel, en S/E Ancoa.	Incorporar proyecto propuesto por el Coordinador para evitar congestiones en tramo 4x500 kV Ancoa – Alto Jahuel	Incorporar en la sección 3.1 Obras de Ampliación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, se debe indicar que esta obra no fue presentada en la etapa de convocatoria de propuestas de expansión por parte de los promotores. Sí fue presentada por el Coordinador, quien posteriormente retiró dicha propuesta en su Informe Complementario, de modo que, en estricto rigor, esta no forma parte de la cartera de proyectos presentados en el marco del proceso de expansión 2021. Sumado a lo anterior, esta Comisión no advierte ningún tipo de congestión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				que permita justificar la necesidad de incrementar la capacidad de transformación de la zona en virtud del proceso de planificación 2021.

---

## E18 – Enel Generación

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E18-01	<p>ITP Capítulo 3: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>Apartado 3.2.2 Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre</p>	<p>De acuerdo a lo indicado en el informe de "Diagnóstico del uso esperado del sistema de Transmisión" desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional, publicado en Noviembre de 2021, se indica que observan congestiones y altos flujos en el tramo desde S/E Nueva Maitencillo a S/E Nueva Pan de Azúcar a partir del año 2022. Se estima que el año 2029, con la entrada en operación de la nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, la redistribución de flujos en la zona provoca cambios en las restricciones del tramo, dando mayor holgura y resolviendo las congestiones antes señaladas.</p>	<p>Se solicita disminuir el plazo constructivo del proyecto indicado de 36 meses, a al menos a 24 meses, estimando de esta manera su entrada en operación sea en enero de 2025, considerado que la S/E Parinas tiene fecha estimada de entrada en servicio para Enero de 2024. Lo anterior con el objetivo de utilizar de mejor manera los recursos de energías ERNC de la zona norte grande y norte chico del país, reduciendo así el costo global de operación del sistema. (Apartado 3.2.2)</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se mantiene el plazo de ejecución indicado en el Informe Técnico Preliminar debido a la complejidad de la ejecución y pruebas de la obra.</p>
E18-02	<p>ITP Capítulo 3: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional</p> <p>Apartado 3.2.2 Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre</p>	<p>La vida útil del proyecto se considera en 39 años, y de acuerdo con la literatura técnica sobre la vida útil efectiva de las baterías actuales de ion-litio, se podría necesitar de inversión intermedia por reemplazo de componentes para no perder el rendimiento de la solución durante la vida útil estimada de 39 años. Lo anterior considerando que las baterías ion-litio pueden alcanzar más de 4.000 ciclos de vida útil, pero se debe tener presente que este número depende de la profundidad de los</p>	<p>Se observa que en el informe técnico final, se debe indicar el tipo de baterías requeridas para el proyecto y si en el valor de inversión se considera este tipo de mantenimiento mayor. (Apartado 3.2.2)</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La vida útil mencionada corresponde a un valor calculado en función de los distintos componentes que forman parte de la obra en cuestión, de modo que no corresponde necesariamente a la vida útil contemplada para los sistemas de almacenamiento. Por otra parte, esta Comisión no estima necesario indicar el tipo de sistema de almacenamiento que debe utilizarse para el desarrollo de la obra, sino más bien los requisitos técnicos que éstos deban cumplir.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		ciclos de carga y descarga a la que se someten los equipos.		
E18-03	ITP Capítulo 8: Evaluación de los Proyectos y Resultados  Apartado 8.1.4 Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	En la figura 8.1 del informe, se indica que los equipos BESS se conectan directamente, a través de un transformador elevador, al sistema de 500 kV. Sin embargo, en la descripción de la obra, se indica que se deben considerar los equipos necesarios para la conexión en el patio de 220 kV en la S/E Parinas y en el patio de 220 kV en la S/E Seccionadora Lo Aguirre.	Se solicita verificar la consistencia del punto de conexión de los equipos. (Apartado 8.1.4)	Se acoge la observación.  Se modifica el esquema del Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre en el capítulo 8 del ITF.
E18-04	ITP Capítulo 7: Metodología aplicada al proceso  Apartado 7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción	Bajo el supuesto de la Comisión de considerar las instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 171 de la Comisión de 31 de mayo de 2021, no estarían siendo incorporados aproximadamente 1.600 MW de nuevos proyectos de generación declarados en construcción desde mayo 2021 a diciembre de 2021, que debiesen formar parte del caso base de la proyección del SEN, previa aplicación de los escenarios energéticos de la PELP.	Considerar como caso base de los supuestos de expansión del SEN, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción de acuerdo con antecedentes más recientes, considerando que la publicación del informe técnico preliminar presenta cerca de un año de desfase con la fecha de los antecedentes utilizados (sección 7.3.3.2 del ITP).	No se acoge la observación.  La información utilizada por esta Comisión cumple con lo establecido en el Reglamento de la planificación de la Transmisión, en particular, en los artículos 78 y 82. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión analizó los cambios entre la resolución de obras en construcción de mayo y diciembre del 2021, observando que las diferencias en las necesidades de transporte serían menores, debido, en particular, a lo siguiente: 1) De la diferencia señalada en la observación, 536 MW corresponden a proyectos PMGD dispersos en todo el Sistema de Transmisión, por lo que su no inclusión no impacta de forma

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>considerable las restricciones de transporte del Sistema de Transmisión Nacional.</p> <p>2) Los PMGD no fueron considerados para dimensionar las necesidades del sistema de transmisión zonal, dado que el propósito principal de estos es abastecer la demanda de clientes regulados, sin perjuicio de su uso por parte de clientes libres y generadores, por lo que las obras que se incorporen en dichos sistemas deben estar en consistencia con su principal función.</p>
E18-05	<p>ITP Capítulo 7: Metodología aplicada al proceso</p> <p>Apartado 7.3.2 Proyección de la demanda para el SEN</p>	<p>En el análisis se considera la información contenida en el informe definitivo de previsión de la demanda 2020-2040, aprobado mediante resolución Exta CNE N°31 del 28 de enero 2020. Sin embargo, al revisar los crecimientos elaborados a partir de la Tabla 7.1 página 73, las demanda Alta, Media y Baja consideradas en las evaluaciones y planes de obras, se observan fuertes caídas que van desde tasas de crecimiento de 7% en el año 2024 a 1% en el año 2026 (Alta y Media), y la demanda Baja va desde un 4.7% en 2024 a -1.5% en año 2026. No existe ninguna explicación sobre esta brusca caída en el crecimiento en el informe definitivo de la demanda CNE ya aprobado.</p>	<p>Se solicita explicar y explicitar las caídas en los crecimientos de las demandas Alta, Media y Baja en los años 2025 y 2026, considerados tanto de este informe preliminar de expansión de la transmisión como del informe definitivo de proyección de la demanda 2020-2040. Demandas utilizadas para elaborar planes de obras de generación y valorización de los proyectos de expansión de la transmisión. (Apartado 7.3.2)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación con lo solicitado en la observación, se indica lo siguiente:</p> <p>1) En el caso de las proyecciones de demanda de los escenarios del proceso de planificación 2021, las caídas de crecimiento se producen por una disminución en la producción de cobre en el país. Esta caída se produce unos años antes que en el proceso de previsión de demanda 2020-2040, producto de que los escenarios de la PELP consideran que este fenómeno ocurre antes.</p> <p>2) Para el caso de la previsión de demanda, las variaciones en las tasas de crecimiento más significativas se deben a un aumento progresivo de la eficiencia energética y la entrada/salida de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				proyectos o faenas mineras de gran tamaño (a modo de ejemplo, Chuquicamata, que representa aproximadamente un 10% de los consumos de clientes libres suministrados por empresas de generación, el año 2024 presenta un aumento de 24% respecto del año 2023, el año 2026 un aumento de 19% respecto al 2025, pero luego, el 2027 y 2028, solo un 1%).
E18-06	<p>ITP Capítulo 7: Metodología aplicada al proceso Apartado 7.3.3 Plan de Obras Generación y Transmisión Apartado 7.3.4 Escenarios de generación para la planificación</p> <p>ITP Capítulo 8 Evaluación de Proyectos y sus Resultados</p>	<p>En Plan de Obras para las evaluaciones de proyectos se incluyen los compromisos asociados al Plan de Descarbonización de la Matriz Energética impulsado por el Gobierno de Chile, el cual contempla el retiro inicial de once unidades generadoras a carbón al año 2024 (2106 MW). Sin embargo, en la valorización de obras de expansión ni en la elaboración del plan de otras de generación, se considera el retiro adicional y la transformación de unidades carboneras a Biomasa y a Gas Natural ya oficializadas por parte de las empresas hasta el año 2026, que cuenta con el retiro de 7 plantas carboneras que sacan del sistema unos 1970 MW adicionales.</p>	<p>Se solicita reevaluar los proyectos de expansión, considerando el retiro oficializado de plantas carboneras hasta el año 2026, y a la vez considerar en el plan de obras el ingreso de plantas renovables adicionales que apoyen este retiro oficial de plantas a carbón en todo el horizonte de planificación. (Apartados 7.3.3 y 7.3.4)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, cabe señalar que se detectó un error en el ITP, debido a que la capacidad de centrales retiradas al 2024 no es 2106 MW sino 2469 MW, debido a la salida de la central térmica Mejillones (unidades 1 y 2). Sin embargo, la información correcta sí se utilizó en las bases de datos (Ver Anexos).</p> <p>Respecto de las centrales cuya salida del Sistema no está formalmente comprometida en virtud de una comunicación al MEN o CNE, estas se detallan en la planilla adjunta (Resumen Proceso de descarbonización.xlsx), pero se adelanta que el escenario que considera descarbonización al 2030 elimina 1414 MW adicionales al 2026, mientras que las otras curvas de descarbonización al 2035 y 2040 solo eliminan 560 MW adicionales al 2026.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E18-07	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:  N° 130: Líneas 2x500 kV:Parinas - Cumbre, Cumbre - Nueva Maitencillo, Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azucar, Nueva Pan de Azucar - Nogales	La propuesta presenta beneficios económicos, no obstante, se rechaza debido a que a las necesidades de mayor capacidad de transmisión entre S/E Nueva Maitencillo y S/E Polpaico se ven cubiertas en el mediano plazo con el proyecto "Nuevo Sistema de Almacenamiento Parinas – Lo Aguirre" propuesto en el ITP del PET 2021, de acuerdo al criterio de la Comisión.  Sin perjuicio de lo anterior, los antecedentes y estudios sistémicos aportados por Enel Green Power, dan cuenta de necesidades de transferencias de potencia en el corredor de 500 kV entre las S/E Parinas y Lo Aguirre mayores al monto de 400-500 MVA que sería capaz de proveer la solución de almacenamiento. En particular, hacia el año 2026, se evidencian cargabilidades en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2 del orden de 199%, para los escenarios más exigentes más analizados.	Se solicita reevaluar los beneficios económicos de la Propuesta "Líneas 2x500 kV: Parinas - Cumbre, Cumbre - Nueva Maitencillo, Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azucar, Nueva Pan de Azucar - Nogales", considerando su conveniencia como una solución de largo plazo que complemente el proyecto "Nuevo Sistema de Almacenamiento Parinas – Lo Aguirre" frente a la situación de congestión que se prevé en el sistema de 500 kV (sección 10 del ITP).	No se acoge la observación.  Bajo los criterios y antecedentes del plan de expansión de la transmisión 2021, la obra señalada por la empresa no presenta beneficios netos positivos hasta el año 2036 en, al menos, tres de los cinco EGPT. Por lo tanto, esta obra es una alternativa eficiente en el largo plazo, pero no corresponde su inclusión en el proceso de planificación 2021.
E18-08	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:  N° 132: Aumento de	La propuesta se rechaza debido a que no se evidencian beneficios económicos, sin embargo, no se toma en cuenta que actualmente la S/E Loica 220 kV presenta más de 920	Se solicita reevaluar los beneficios económicos de la Propuesta "Aumento de capacidad de Línea 2x220 kV Loica - Lo Aguirre", teniendo a la vista el potencial de	No se acoge la observación.  Se realizó un análisis de sensibilidad en el que se consideró que, a partir del año 2026, se produciría la instalación de 350

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	capacidad de Línea 2x220 kV Loica - Lo Aguirre Ficha Técnica	<p>MW de proyectos en proceso de obtención de autorización de conexión en la etapa de acceso abierto.</p> <p>Adicionalmente, la propuesta de Ampliación en S/E Loica contenida el ITP del PET 2021, considera la construcción de cuatro nuevas diagonales en dicha subestación, incrementando con ello la necesidad de evacuación de generación en el corredor de 220 kV entre S/E Loica y S/E Lo Aguirre.</p>	generación renovable de la zona y las solicitudes de acceso abierto en curso, con particular atención en la zona comprendida entre las subestaciones Loica y Lo Aguirre (sección 10 del ITP).	<p>MW de generación (200 MW eólicos y 150 MW Solares) en S/E Loica en todos los escenarios. Frente a lo anterior, el proyecto se evalúa con la finalidad de conocer la capacidad del sistema de transmisión respectivo para permitir el desarrollo de generación en la zona. Como resultado, se concluyó que no resulta eficiente promover el proyecto en el Plan de Expansión 2021, pues el sistema de transmisión entre S/E Loica y S/E Lo Aguirre cuenta con holgura para el desarrollo de generación. Dado lo anterior, la incorporación de la obra se evaluará en procesos futuros, dependiendo de la declaración en construcción de proyectos de generación en la zona.</p>
E18-09	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:</p> <p>N° 133: Línea 2x220kV Miraje-Encuentro, tendido primer circuito</p>	<p>La propuesta se rechaza debido a que no se evidencian beneficios económicos, sin embargo, se advierte que no fueron considerados adecuadamente en la conformación de los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) los proyectos de generación que ya cuentan con terrenos adjudicados a través de licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales.</p> <p>Por ejemplo, conforme los antecedentes y estudios sistémicos aportados por Enel Green Power a la</p>	Se solicita reevaluar los beneficios económicos de la Propuesta "Línea 2x220kV Miraje-Encuentro, tendido primer circuito", considerando una adecuada representación de la conexión en S/E Miraje de los proyectos que ya cuentan con adjudicación del Ministerio de Bienes Nacionales (sección 10 del ITP).	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Bajo los criterios y antecedentes del plan de expansión de la transmisión 2021, no se tiene información de proyectos de generación asociados a licitaciones de terrenos realizada por el Ministerio de Bienes Nacionales y que sean adicionales a los ya considerados que se conecten en la S/E Miraje</p> <p>Es del caso mencionar que este proceso se irá actualizando año a año para reflejar de la mejor forma posible las necesidades del Sistema.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Comisión, un punto de conexión óptimo para este grupo de estos proyectos correspondería a la S/E Miraje 220 kV, lo que permitiría habilitar un hub de conexión para iniciativas renovables en la zona, las que se sumarían a los proyectos CEME1 y Valle del Sol actualmente en construcción.		
E18-10	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:  N° 134: Ampliación S/E Lagunilla	<p>La Propuesta se rechaza debido a que el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto.</p> <p>No obstante ello, la Comisión no tuvo en consideración las iniciativas de generación renovable de la zona que, según el catastro de Enel, corresponden a siete (7) desarrollos de generación, principalmente eólicos, con un potencial superior a 1 GW y que en régimen de operación podrían alcanzar factores de planta del orden del 45%.</p>	Se solicita reevaluar el proyecto "Ampliación S/E Lagunilla", teniendo en especial consideración las necesidades de acceso abierto en el entorno de dicha subestación que serán gatilladas por los proyectos que se encuentran en desarrollo. La construcción una ampliación de las barras de 220 kV de la S/E Lagunillas, en un área que ya se encuentra con terreno nivelado para ello, permitiría habilitar la conexión de los nuevos desarrollos de la zona (sección 10 del ITP).	<p>Se acoge observación.</p> <p>De forma similar a lo indicado en respuesta a la observación asociada al proyecto no recomendado "Ampliación en S/E Hualqui", cabe señalar que esta Comisión revisó nuevamente el caso de ambas obras y ha definido su incorporación al presente plan de expansión, en atención a los antecedentes presentados, la proximidad de ambas instalaciones a ampliarse, lo que permite capturar economías de forma de obtener un valor eficiente para su desarrollo, así como el hecho de que existe una obra que se ha analizado en los últimos procesos de expansión (Tendido del segundo circuito entre las subestaciones Charrúa y Lagunillas) y que requerirá posiciones para su conexión en ambas subestaciones, una vez que se defina su incorporación, siendo más eficiente su desarrollo dentro de una obra de expansión de mayor alcance, como es en este caso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Dado lo anterior, se incorporará la obra al presente plan de expansión.
E18-11	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados:</p> <p>N° 135: Seccionamiento Primer Circuito Línea de Transmisión 2x220 kV Colbún - Puente Negro</p>	<p>La Propuesta se rechaza debido a que el proyecto no cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, en particular, no cumpliría con la eventual conexión de otros nuevos proyectos de generación o consumo en la zona.</p> <p>En relación al criterio aplicado por la Comisión, es relevante destacar que el entorno de las S/E's Colbún y Puente Negro no cuenta con otras subestaciones o posiciones disponibles en las subestaciones existentes para la conexión de nuevos proyectos, por lo que la propuesta de incorporar una subestación en dicho corredor permitirá habilitar nueva infraestructura de transmisión para viabilice la conexión de proyectos renovables en la zona. En particular, el proyecto Parque solar fotovoltaico Cumpeo, desarrollado por Enel, ya cuenta con terrenos asegurados (contratos de arriendo) y se encuentra en proceso de la contratación de la ingeniería y estudios necesarios para la ejecución de la DIA.</p>	<p>Se solicita reevaluar el proyecto "Seccionamiento Primer Circuito Línea de Transmisión 2x220 kV Colbún - Puente Negro", a raíz de las necesidades de acceso abierto en dicho corredor y que serán gatilladas por los proyectos de generación que se encuentran en desarrollo (sección 10 del ITP).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado que no presentan antecedentes adicionales que justifiquen modificar la definición tomada por esta Comisión en el ITP, esta se ha mantenido en el ITF. Adicionalmente, en este ITF se incorpora la obra "Ampliación en S/E Santa Isabel", la que podría constituir una solución a las necesidades de acceso abierto planteadas en la observación.</p>



---

## E19 – Engie

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E19-01	3.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS (NTR ATAT)	<p>En el Informe Técnico Preliminar (ITP) se plantea construcción de la Ampliación en la Subestación Parinas para permitir el desarrollo del potencial energético que tiene Reserva Eólica de Taltal (comuna de Taltal, Antofagasta) y debido que Subestación Parinas 500/220kV cuenta actualmente con solicitudes de conexión que superan los 6.000 MW.</p> <p>Desafortunadamente, la Ampliación propuestas en 220kV y 500kV de la S/E Parinas tendrán tiempos de autorización, licitación y construcción que permitieran la conexión de nuevos proyectos, solo después del segundo/tercer cuarto del 2027 (Q2-Q3 2027); fechas que no son compatibles con los compromisos de entrada en operación que los mismos proyectos de la zona de Taltal tienen con el Ministerio de Bienes Nacionales vía Decreto de Concesión de Uso Oneroso para el desarrollo, construcción y operación de centrales de energía eléctrica renovable.</p> <p>En este sentido, una ampliación de las barras en 220kV y 500kV de la S/E Parinas proyectada para el tercer trimestre del 2027</p> <p>(i) Reduce y bloquea el desarrollo del potencial energético en la Reserva Eólica de Taltal en cuanto los proyectos en fase de desarrollo no tienen opción de conectarse a esta "Ampliación" en los</p>	<p>Se propone a la CNE la siguiente redacción en el punto 3.1.4.</p> <p>"Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la S/E Parinas en una posición dedicada a la conexión del nuevo banco de autotransformadores, así como la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV, de igual configuración, para dos nuevas posiciones, una para el nuevo banco de autotransformadores y la otra para la conexión de la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre.</p> <p>El Proyecto deberá permitir solicitar y construir extensión de las barras en 220 kV y 500 kV, mediante Obra Urgente que habilita el artículo n°102 de la LGSE, en los años 2024, 2025, 2026 y 2027 con anterioridad de la entrada en operación de la Ampliación de Parinas Propuesta".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a los argumentos presentados, esta Comisión ha definido separar la obra de ampliación en la S/E Parinas, de modo de que exista un plazo para la ejecución de las ampliaciones de barra de 220 y 500 kV y otro para la incorporación de la unidad de transformación, de modo de permitir una conexión más temprana de aquellos proyectos que así lo requieran.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>tiempos máximos definidos por los Decretos de las Concesiones de Uso Oneroso del Ministerio de Bienes Nacionales</p> <p>(ii) Ralentiza, de dos hasta tres años, la transición energética porque los proyectos de la Reserva Eólica de Taltal, que no tienen SAC o SASC en fase de tramitación o aprobadas en la “Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV (DE-4, 03 de enero de 2019) y que potencialmente se podrían conectar en el 2024-2025, se podrán conectar solo después del tercer cuarto del 2027.</p> <p>(iii) genera gastos adicionales para el sistema porque se está promoviendo una “Ampliación” en base a potencialidades que se reducirá drásticamente por no tener opciones de interconectarse a la red en los tiempos considerados por los decretos de CUO</p> <p>Es por esto que se solicita que se reconfigure la solución de Expansión de la S/E Parinas para permitir la instalación de los autotransformadores que no limite temporalmente en los años 2024, 2025, 2026 la construcción de extensiones de barra solicitadas mediante Obra Urgente que habilita el artículo n°102 de la LGSE.</p>		
E19-02	3.1.7 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS (NTR ATAT)	La obra propuesta se encuentra solicitada sobre una solicitud de interconexión, ingresada por ENGIE el	Se propone a la CNE en el numeral 3.1.7 que considere como parte de la propuesta, la ampliación de la barra de	No se acoge la observación.  En base a los análisis efectuados

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>27/07/2020, con garantía solicitada con fecha 08/07/2021, y entregada el 03/09/2021 vigente, así como con informe de autorización preliminar en curso, afectando relevantemente los tiempos planificados para el proyecto, el cual se enmarca dentro del proceso de descarbonización de la compañía (punto de conexión asociado a Parque Eólico Pemuco 180 MW NUP 2161). Adicionalmente el DS 37, Art. 27, menciona que se deberán considerar como no disponibles las posiciones de paños en subestaciones que, no teniendo solicitudes en curso, se hayan definido por la Comisión para uso exclusivo de las obras definidas en los Informes Técnicos del Plan de Expansión, lo cual no se cumpliría en este caso</p>	<p>220 kV para habilitar una nueva posición que permita la conexión del nuevo banco de autotransformadores.</p>	<p>por esta Comisión y los nuevos antecedentes entregados por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide eliminar la obra del presente plan de expansión, ya que los elementos (transformador de potencia) poseen la capacidad suficiente para transmitir los flujos proyectados por las instalaciones.</p>
E19-03	3.2.1 Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	<p>En el Informe Técnico Preliminar (ITP) se plantea construcción de la Nueva Subestación Seccionadora Lullaillaco con el objetivo de proporcionar una nueva subestación que permita el desarrollo del potencial energético que tiene la Región de Antofagasta, en particular la comuna de Taltal</p> <p>Debido a que Subestación Parinas 500/220kV cuenta actualmente con solicitudes de conexión que superan los 6.000 MW, es más que probable que, debido al gran potencial de generación de la zona, que la construcción de la</p>	<p>Se propone a la CNE en el numeral 3.2.1 que condicione esta Obra según la siguiente indicación:  “El proyecto deberá ser licitado y adjudicado sólo en caso de que antes del inicio del proceso licitatorio respectivo no se haya presentado y autorizado ninguna solicitud mediante la petición de “obra urgente” para algún proyecto de generación que supere los 200MW, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102º de la Ley General de Servicios Eléctricos.”</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Del análisis efectuado por esta Comisión en cuanto al desarrollo esperado para la zona de Taltal, así como los argumentos planteados en la observación, se colige con claridad que existen numerosos interesados en conectar proyectos de generación tanto en la S/E Parinas como en la futura S/E Lullaillaco, de modo que la solicitud de una obra con estas características mediante el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>futura Subestación Lullaillaco se requiera en tiempos más acotados que los que ofrece el Plan de Expansión de la Transmisión. Es por ello por lo que se solicita que esta obra quede condicionada a la posible solicitud de construcción mediante Obra Urgente que habilita el artículo n°102 de la LGSE.</p>		<p>mecanismo de obras urgentes contemplado en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley no parece la solución más adecuada, atendida la envergadura e importancia sistémica de la obra.</p> <p>Además, podría generarse una condición discriminatoria frente a otros interesados que se quieran conectar a esta nueva instalación, en particular, en el entendido que las nuevas obras urgentes deberían ser presentadas por el propietario de la instalación.</p> <p>Dado lo anterior, esta Comisión ha decidido no acoger la observación y mantener la obra exclusivamente en el marco del proceso de planificación anual de la transmisión y su respectivo proceso de licitación.</p>
E19-04	4.1.4 AMPLIACIÓN EN S/E LA ESTRELLA (BS)	<p>La obra propuesta se encuentra solicitada sobre una solicitud de interconexión, ingresada por ENGIE el 24/06/2020, admitida con fecha 09/07/2021, y con garantía solicitada con fecha 08/07/2021 y entregada el 03/09/2021 vigente, así como con informe de autorización preliminar en curso, afectando relevantemente los tiempos del proyecto, el cual se enmarca</p>	<p>Se propone a la CNE en el numeral 4.1.4 que considere como parte de la propuesta, la ampliación de la barra de 110 kV para habilitar una nueva posición que permita la conexión del proyecto propuesto por la CNE.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La descripción de la obra ya considera la ampliación de la barra en 110 kV de modo de permitir el desarrollo de la obra “Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche – La Estrella” y el proyecto de generación indicado. De todas</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		dentro del proceso de descarbonización de la compañía (punto de conexión asociado a Parque Eólico Litueche 95 MW NUP 2092). Adicionalmente el DS 37, Art. 27, menciona que se deberán considerar como no disponibles las posiciones de paños en subestaciones que, no teniendo solicitudes en curso, se hayan definido por la Comisión para uso exclusivo de las obras definidas en los Informes Técnicos del Plan de Expansión, lo cual no se cumpliría en este caso.		maneras, se especifica en el Anexo de ingenierías conceptuales referenciales el alcance y consideraciones que se tomaron en cuenta en la definición de la obra observada, indicando que ambos desarrollos (obra de expansión y proyecto de generación) deben ejecutarse de manera coordinada entre las partes.
E19-05	Proyectos No Recomendados N°3: Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 Kv	Según se señala en la justificación, este proyecto en conjunto con el cambio de las trampas de onda de la línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones presenta beneficios netos en más del 50% de los escenarios, pero no fue recomendado, pues su funcionalidad de control de reactivos será entregada por el proyecto del sistema de control de flujos. Sin embargo, en caso que dicho proyecto no supere las siguientes etapas del proceso de planificación, el Sistema igualmente requerirá el SVC.	Se propone que la CNE, en el numeral 3.2 OBRAS NUEVAS, recomiende el desarrollo del proyecto "Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV", condicionado a la No Ejecución del proyecto de control de flujos.	Ver respuesta a la observación E15-02.
E19-06	Proyectos No Recomendados N°59: "Obra de Ampliación para la instalación de un nuevo Transformador de	De acuerdo con lo señalado en el Motivo de No Recomendación, se señala que no se observa la necesidad de abastecimiento en la zona ni la certeza del retiro de la instalación mencionada, sin embargo, de acuerdo con la Res. Ex.	Se propone que la CNE, en el numeral 3.2 OBRAS NUEVAS, recomiende el desarrollo del proyecto "Obra de Ampliación para la instalación de un nuevo Transformador de Poder 220/23kV de 25MVA en S/E Tocopilla"	No se acoge la observación  De acuerdo a la comunicación que envió la empresa Engie a esta Comisión mediante Carta S/N del 4 de junio de 2019, a lo señalado en

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Poder 220/23kV de 25MVA en S/E Tocopilla.</p>	<p>N° 605 de CNE, emitida el 13 de septiembre de 2019, se autoriza la solicitud de desconexión y retiro de las instalaciones de generación de Engie Energía Chile, específicamente, el retiro de las unidades carboneras U14 y U15 de SE Tocopilla y las respectivas instalaciones asociadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Barra de 5kV (destinada principalmente para energizar los servicios auxiliares de las unidades U14 y U15),</li> <li>• Sección de barra 110kV – AIS,</li> <li>• Transformador de poder T141, 115/5kV, 30MVA, con 41 años en servicio,</li> <li>• Transformador de poder T105, 110/5kV, 15MVA, con 41 años en servicio.</li> </ul> <p>El retiro y desconexión de las instalaciones indicadas precedentemente tendría lugar, a partir del 1 de enero de 2022, sin embargo, a través de la Res. Ex. N°496 de CNE, emitida el 22 de noviembre de 2021, se postergó el retiro de las instalaciones a contar del 30 de junio de 2022 por condiciones de disponibilidad de recursos energéticos del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>El sistema de distribución de la zona que alimenta a los clientes regulados de la ciudad de Tocopilla, se encuentra conectado a la barra de 5kV</p>	<p>considerando que existe la autorización para el retiro de unidades carboneras (U14 y U15) junto con sus respectivos transformadores de arranque que alimentan a clientes regulados de Tocopilla.</p> <p>La materialización de este proyecto aumenta la seguridad de suministro a clientes regulados de Tocopilla a través de una conexión directa al sistema de 220 kV.</p>	<p>el informe de seguridad del Coordinador INFORME GO-SEN N° 26/2019, y en las RE 605/2019 y RE 496/2021 de la Comisión, es que se ha analizado el impacto del cese de operación de las unidades U14 y U15 y, por tanto se ha autorizado su retiro.</p> <p>Sin embargo, estas comunicaciones no se refieren a las instalaciones de transmisión involucradas, y, por tanto, no se ha autorizado el retiro de dichas instalaciones asociadas a la SE Tocopilla, por cuanto ni el CEN ni la CNE han analizado aún el estado en el quedarán los consumos conectados en la barra de dicha SE una vez esta salga de servicio.</p> <p>Por lo tanto, es necesario que el retiro de estas instalaciones pase por un proceso de estudio y aprobación tanto del CEN como de la CNE, tal como se hizo con el retiro de las unidades generadoras.</p> <p>De todas formas, esta Comisión analizará junto a la empresa distribuidora a cargo de los consumos conectados la mejor alternativa de abastecimiento, la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(principalmente dedicada a los Servicios auxiliares de las unidades U14 y U15) mediante un transformador elevador de 5/23kV por lo que la ejecución del proyecto permitiría conectar el sistema de distribución a través de solo una etapa de transformación de 220/23 kV, lo que mejoraría el escenario actual de tres etapas de transformación 220/110 kV – 110/5kV – 5/23kV. Para mayor comprensión, a continuación, se adjunta un diagrama esquemático: Ver Figura 16.</p> <p>En adición a lo anteriormente expuesto, es correcto mencionar que la ejecución de este proyecto es necesaria previa al retiro de los transformadores T141 y T105 y la barra de 5kV, (retiro estimado a partir de junio de 2023) de manera de tener una vía alternativa de suministro de energía a los clientes regulados de la ciudad de Tocopilla.</p> <p>Por otra parte, de acuerdo con la Res. Ex. N° 704 de CNE, emitida el 15 de noviembre de 2019, se autoriza el retiro de los circuitos 1 y 2 de 110kV que conectan la Central Térmica Tocopilla con SE A de Codelco Chuquicamata. Esto provocará una disminución en las vías de inyección de potencia a la barra de 110kV de SE Tocopilla, quedando solo las</p>		<p>que pudiera no coincidir con los plazos del plan de expansión.</p> <p>De acuerdo a los argumentos expuestos, la obra propuesta por la empresa no será promovida en el presente plan de expansión.</p>

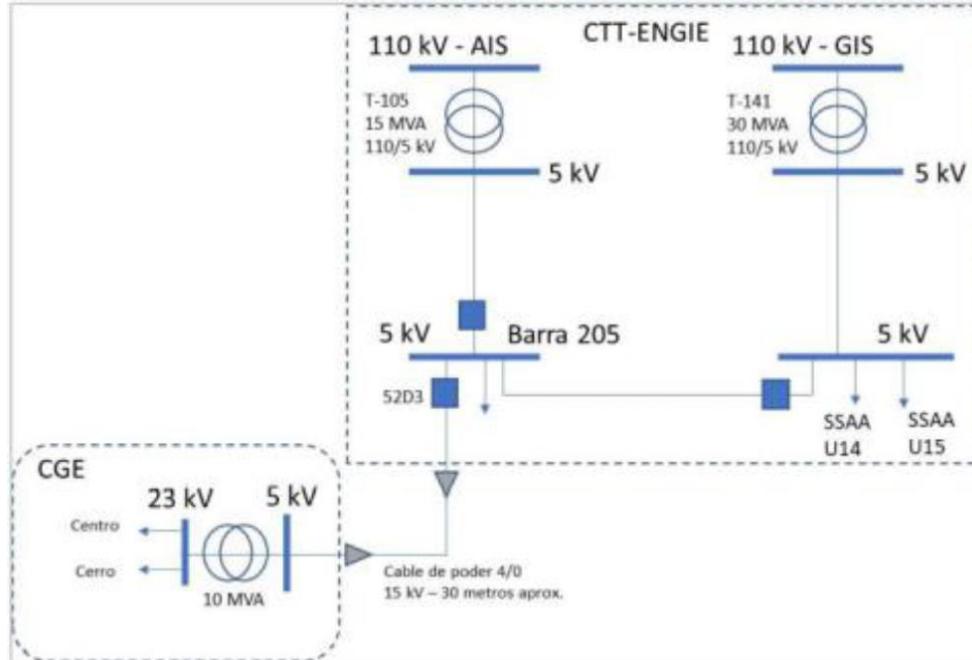
ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		líneas 3 y 4 2x110kV SE Tocopilla-SE Tamaya.		
E19-07	Proyectos No Recomendados. Tabla 1, N°61 Ampliación Barra 220 kV S/E Gamboa.	<p>Actualmente Engie se encuentra desarrollando un proyecto eólico de entre 150 - 250 MW que requiere conexión en la S/E Gamboa 220kV, este está ubicado en la comuna de Chonchi – Región de Los Lagos (Chiloé), aproximadamente a 15 km. de dicha subestación; a la fecha cuenta con los siguientes avances:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Torre meteorológica instalada y operando</li> <li>- Terrenos asegurados con arriendos firmados</li> <li>- Pedimentos mineros solicitados y en trámite</li> <li>- Ingeniería conceptual y topografía (finalizadas)</li> <li>- EIA en desarrollo con fecha de ingreso al SEIA estimada para el segundo semestre de 2022.</li> <li>- Permiso de captura aprobado por el SAG para realizar campañas de fauna</li> <li>- Campaña de primavera (flora y fauna) finalizada en diciembre de 2021</li> <li>- Línea de base de medio humano en proceso.</li> <li>- Line de base de arqueología y hidrología en ejecución</li> <li>- Estudio de ruta y accesos finalizado.</li> <li>- Propuesta de expansión de la SE enviada a la CNE en mayo 2021.</li> </ul>	Se propone que la CNE, en el numeral 3.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, recomiende el desarrollo del proyecto "Ampliación Barra 220 kV en S/E Gamboa"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se indica en el "Anexo 1: Proyectos no recomendados" de este ITF, la S/E Gamboa ha sufrido una serie de retrasos e inconvenientes mayores en su desarrollo, motivo en el cual se funda la decisión adoptada por esta Comisión en cuanto a postergar cualquier posible obra de ampliación de esta instalación, a la espera de contar con antecedentes suficientes para garantizar un desarrollo eficiente a través del plan de expansión.</p> <p>Además, cabe hacer presente que, en caso de que la empresa requiera la incorporación de un nuevo punto de conexión para algún proyecto específico y el proceso de planificación regular no logre entregar una respuesta oportuna a dicho requerimiento, este se podría concretar a través del mecanismo de obras urgentes contenido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>La entrada en operación se proyecta para el primer semestre del año 2026. Por lo que sus tiempos de ejecución y entrada en servicio no son compatibles con el Plan de Expansión 2022. Mas aún, retrasar el estudio de la ampliación de la subestación implica que no se podrán conectar proyectos en la zona hasta el menos el año 2027, retrasando así el crecimiento de renovables proyectado para el sector, el cual cuenta con abundante potencial eólico.</p>		
E19-08	<p>Proyectos No Recomendados. N°119. Se propone el tendido del segundo circuito en la línea 2x220 kV Roncacho – Nueva Pozo Almonte</p>	<p>La evaluación realizada en el ITP no considera la gran cantidad de interés con la que cuenta la Subestación Roncacho, expresada por los interesados mediante respuesta al Oficio Ordinario N°692/2021 de la CNE y evidenciada en la plataforma de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional:</p> <p>En particular ENGIE tiene un proyecto de generación de 300 MW, ingresada el 22 de enero del 2020, admisible el 03 de febrero del 2020, además, existen 1.265 MW admisibles; 165 MW</p> <p>– EGP, 500 MW – Inversiones Black Solar SpA, 300 MW – Colbún, más el propio ya indicado. A lo anterior se debe sumar la licitación de nuevos terrenos fiscales en curso por parte del Ministerio de Bienes Nacionales destinados a la generación renovable en la zona.</p>	<p>Se propone que la CNE, en el numeral 3.2 OBRAS NUEVAS, recomiende el desarrollo del proyecto "Tendido del segundo circuito en la línea 2x220 kV Roncacho – Nueva Pozo Almonte"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se realizó un análisis de sensibilidad considerando 350 MW solares instalados en el año 2026 en S/E Roncacho, con la finalidad de analizar la eventual urgencia que tendría la incorporación de la obra frente a un ingreso significativo de proyectos en la zona.</p> <p>Del análisis se concluye que no es eficiente la incorporación de la obra en el presente proceso de expansión, en atención a que su postergación entregaría mejores rendimientos económicos al presentarse beneficios netos negativos en los primeros años de operación (en caso de incorporar el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				proyecto en el presente plan), lo que es indicador suficiente para tomar esta definición.

## Anexos Empresa 19

Figura 16



---

## E20 – Transelec

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-01	<p>3. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación</p> <p>Tabla 3.1. Obras De Ampliación Del Sistema De Transmisión Nacional</p> <p>Página 11</p>	<p>En la tabla 3.1 se señala que el propietario del Proyecto "Ampliación en S/E Entre Ríos (NTR ATAT)" es Transelec S.A. cuando en realidad el propietario de dicho Proyecto es Transelec Concesiones S.A. En consecuencia, se solicita corregir la tabla, cambiando el titular a Transelec Concesiones S.A.</p>	<p>Se solicita corregir el propietario del proyecto Ampliación SE Entre Rios, cambiándolo de Transelec S.A. a Transelec Concesiones S.A., indicado en la tabla 3.1.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En los análisis efectuados por esta Comisión y la entrega de nuevos antecedentes por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide eliminar la obra del presente plan de expansión, ya que los elementos (transformador de potencia) poseen la capacidad suficiente para transmitir los flujos proyectados por las instalaciones.</p>
E20-02	<p>3. Plan De Expansión Del3. Sistema De Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación.</p> <p>3.1.3 Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 Kv Lagunas – Nueva Pozo Almonte.</p> <p>Página 13.</p>	<p>De acuerdo a la descripción del proyecto y su ubicación, éste requerirá ser evaluado en el SEIA y obtener los Permisos Ambientales Sectoriales (PAS) que le apliquen. Dado que las obras pueden emplazarse en sectores con vegetación en categoría de conservación y con presencia de sitios arqueológicos, pudiera requerirse de los permisos de la CONAF y del CMN, lo que implica trámites de largo aliento que condicionarán el inicio de las obras. Se estima obtención de RCA en 12 meses.</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A partir de las observaciones recibidas, esta Comisión analizó los beneficios netos que otorga la obra anualmente, concluyendo que su postergación entregaría mejores rendimientos económicos, al presentarse beneficios netos negativos en los primeros años de operación, por lo que su eventual incorporación al plan de expansión se evaluará en futuros procesos</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-03	<p>3. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación</p> <p>3.1.4 Ampliación En S/E Parinas (NTR ATAT)</p> <p>Páginas 14.</p>	<p>En el punto 3.1.4.1. segundo párrafo, se indica:</p> <p>“Adicionalmente, el proyecto considera la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 500 kV de la S/E Parinas, cuya configuración corresponde a interruptor y medio, para cuatro nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores y de nuevos proyectos en la zona, así como la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes del patio de 220 kV, de igual configuración, para tres nuevas diagonales, de manera de permitir la conexión del nuevo banco de autotransformadores, la conexión de la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre” y de nuevos proyectos en la zona.”</p> <p>Del anterior párrafo se desprende que el nuevo banco de autotransformadores debe ser conectado a la ampliación de las barras principales, sin embargo, el Decreto 4/2019 ya consideraba la conexión de un nuevo transformador en la S/E. Por tal razón se debe modificar la descripción de modo que el nuevo banco de autotransformadores se instale de acuerdo a lo señalado en el decreto 4/2019.</p>	<p>Se solicita modificar la descripción de modo que el nuevo banco de autotransformadores sea conectado de acuerdo a lo indicado en el Decreto 4/2019.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional, todas las posiciones que dejó disponible la obra contenida en el Decreto Exento N° 4 del 2019 se encuentran pedidas y asignadas a proyectos de generación mediante Acceso Abierto, por lo que la conexión del nuevo autotransformador necesita de las ampliaciones de barra para su conexión.</p>
E20-04	<p>3. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación</p>	<p>En el presente Plan de Expansión se propone la incorporación de un segundo transformador 500/220 kV en la S/E Parinas debido al alto grado de proyectos a conectarse en dicha subestación.</p> <p>En efecto, en el punto 7.3.4 Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión, específicamente en la tabla 7.3, se presentan los proyectos de generación asociados a licitación de terrenos fiscales que fueron</p>	<p>Se solicita que además del segundo transformador, se considere la instalación de un tercer transformador 500/220 kV, 750 MVA, en la S/E</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es conveniente señalar que el proyecto solicitado no forma parte de las propuestas de expansión recibidas por esta Comisión en el marco del proceso de planificación 2021.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>3.1.4 Ampliación En S/E Parinas (NTR ATAT)</p> <p>Página 14</p>	<p>incluidos en el plan base de generación. Se puede apreciar que la conexión de proyectos en el patio de 220 kV de la S/E parinas entre 2024 y 2027 alcanza una capacidad de generación de más de 2.200 MW: Ver Figura 17.</p> <p>Cabe señalar que la suma de los proyectos de generación conectados a 220 kV anteriormente mostrados, que suman 2.200 MW, no considera los proyectos decididos a conectarse en S/E Parinas 220 kV (Lalackama y Taltal Eólico), los cuales adicionan 150 MW a la capacidad instalada en la subestación.</p> <p>En este sentido, es evidente que la capacidad de transformación 500/220 kV, aún con el segundo transformador propuesto, se verá absolutamente sobrepasada por la cantidad de proyectos conectados, considerando que su capacidad N (con dos transformadores) será de 1.500 MVA y la operación con N-1 estricto sería de 750 MVA, por lo que es de esperar que se genere vertimiento. En efecto, el Anexo 2 (Figura 25) presenta los flujos esperados por cada uno de los transformadores 500/220 kV de S/E Parinas y permite corroborar que la capacidad de transmisión se ve superada incluso en condición N.</p> <p>En base a los antecedentes anteriores sugerimos promover, en el presente Plan de Expansión, un tercer transformador 500/220 kV en la S/E Parinas, con el fin de aumentar de forma más apropiada la capacidad de transformación en atención a la cantidad y magnitud de proyectos que se conectarán a esta subestación.</p>	<p>Parinas en el Plan de Expansión 2021.</p>	<p>Adicionalmente, esta Comisión ha estimado que la capacidad de transferencia segura por las instalaciones de 220 kV alcanzaría alrededor de 1900 MW totales con la instalación del segundo equipo de transformación 500/220 kV en la S/E Parinas (1000 MW a través de los equipos de transformación y 918 MW a través de la línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, esta última línea se energizará inicialmente en 220 kV).</p> <p>De esta forma, la capacidad señalada se adapta de buena manera a los montos de generación considerados para la S/E Parinas.</p> <p>Finalmente, es del caso señalar que la futura S/E Lullaillaco se ha incorporado al presente plan de expansión para efectos de recibir parte de los proyectos que se desarrollarán en la zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Respecto la evaluación económica de un eventual tercer transformador, es posible realizar un ejercicio simple y conservador en base a los antecedentes elaborados por la propia CNE. En efecto, al verificar la evaluación económica del segundo transformador 500/220 kV en S/E Parinas realizada en el ITP, se puede apreciar los grandes beneficios económicos que este proyecto captura anualmente. Ver Figura 18.</p> <p>En ese sentido se podría realizar una evaluación económica rápida y conservadora de incorporar un tercer transformador, suponiendo un VI igual al doble del proyecto del segundo transformador (a pesar de que la instalación de dos transformadores generaría sinergias importantes), y considerando los mismos beneficios obtenidos en las simulaciones de ITP (a pesar que los costos de operación debiesen reducirse aún más).</p> <p>En la siguiente tabla se muestra el resultado del ejercicio planteado. Se observa que se siguen obteniendo grandes beneficios económicos, tanto a nivel anual como en el global, y en todos los escenarios de generación.</p> <p><b>VER TABLA EN DOCUMENTO</b></p> <p>Por lo tanto, se concluye que incorporar un segundo y tercer transformador 500/220 kV en S/E Parinas presenta importantes beneficios sistémicos. Por tanto, solicitamos se incorpore este proyecto al Plan de Expansión 2021.</p>		
E20-05	3. Plan De Expansión Del Sistema De	En el presente Plan de Expansión se propone el repotenciamiento de las líneas 2x500 kV Changos – Cumbre y 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones mediante	Se solicita incluir en el alcance del proyecto “Aumento	No se acoge la observación. En atención a nuevos antecedentes

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación</p> <p>3.1.5 Aumento Capacidad Línea 2x500 Kv Changos – Cumbre Y Línea 2x500 Kv Cumbre – Nueva Cardones</p> <p>Página 15.</p>	<p>el reemplazo de las trampas de onda asociadas a ambas líneas en sus respectivos extremos.</p> <p>Al respecto, queremos hacer notar que la futura S/E Parinas, actualmente en construcción, seccionará la línea 2x500 kV Changos – Cumbres, por lo que es relevante que, para efectos de materializar el aumento en la capacidad de esta línea, y evitar restricciones de transmisión, el alcance del proyecto considere las modificaciones que deban ser ejecutadas en los tramos de seccionamiento hacia S/E Parinas.</p> <p>Adicionalmente, teniendo en cuenta la entrada de la subestación Parinas, se solicita explicitar el nombre del proyecto reemplazando el punto 3.1.5 y 3.1.5.1 por:</p> <p>3.1.5 AUMENTO CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS, LÍNEA 2X500 KV PARINAS - CUMBRE Y LÍNEA 2X500 KV CUMBRE - NUEVA CARDONES</p> <p>3.1.5.1 Descripción general y ubicación de la obra</p> <p>Mismo cambio se debería realizar en la descripción reemplazando el texto por:</p> <p>“El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de las líneas 2x500 kV Los Changos – Parinas, 2x500 kV Parinas – Cumbre y 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones mediante el reemplazo de las trampas de onda asociadas a ambas líneas en sus respectivos extremos, cuya capacidad deberá posibilitar la transmisión de potencia de diseño de las líneas mencionadas.”</p>	<p>Capacidad Línea 2x500 kV Changos – Cumbre y Línea 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones” aquellas modificaciones que deban ser realizadas en los tramos de seccionamiento hacia la S/E Parinas.</p> <p>Además del punto anterior, se solicita modificar título y descripción del proyecto.</p>	<p>presentados a esta Comisión, el proyecto en cuestión no forma parte del ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-06	<p>3. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Nacional.</p> <p>3.1 Obras De Ampliación</p> <p>3.1.7 Ampliación En S/E Entre Ríos (NTR ATAT)</p> <p>Página 16.</p>	<p>En el presente Plan de Expansión se propone la incorporación de un segundo transformador 500/220 kV en la S/E Entre Ríos debido a la alta penetración de proyectos de generación en la zona sur de Charrúa.</p> <p>No obstante, al revisar los resultados de las simulaciones de la operación económica de largo plazo, se observa que los flujos esperados por la transformación 500/220 kV de la S/E Entre Ríos (modelada como Nueva Charrúa), presentan congestiones aún con la incorporación del segundo transformador (ver Anexo 3 (Figura 26)).</p> <p>Por otro lado, al revisar los anexos de evaluación económica del ITP, se puede apreciar que la incorporación del segundo transformador en S/E Entre Ríos permite captar grandes beneficios económicos a nivel anual y global. Ver Figura 19.</p> <p>En ese sentido se podría realizar una evaluación económica rápida y conservadora de incorporar un tercer transformador, suponiendo un VI igual al doble del proyecto del segundo transformador (sin perjuicio que la instalación de dos transformadores generaría sinergias importantes), y considerando los mismos beneficios obtenidos en las simulaciones de ITP (a pesar que los costos de operación debiesen reducirse aún más). En la siguiente tabla se puede observar que, al realizar este ejercicio, con lo supuestos mencionados en el párrafo anterior, se siguen obteniendo grandes beneficios económicos, tanto a nivel anual como en el global, y en todos los escenarios de generación. Ver Figura 20.</p>	<p>Se solicita que además del segundo transformador, se considere la instalación de un tercer transformador 500/220 kV, 750 MVA, en la S/E Parinas en el Plan de Expansión 2021.</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-06</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Por lo tanto, se concluye que el incorporar un segundo y tercer transformador 500/220 kV en S/E Entre Ríos presenta importantes beneficios sistémicos, por lo que solicitamos se incorpore este proyecto al Plan de Expansión 2021.		
E20-07	3.2 Obras Nuevas Del Sistema De Transmisión Nacional.  3.2.1 Nueva Seccionadora Lluailaco  3.2.1.1 Descripción General Y Ubicación De La Obra Y 3.2.1.2 Entrada En Operación  Página 19.	La nueva subestación se emplazaría a 20 kms de la SE Parinas y requerirá ser evaluada mediante una DIA con sociabilización temprana y proceso de Participación Ciudadana ("PAC"). Además, el sector presenta una significativa presencia de patrimonio arqueológico por lo que pudiera requerirse para este proyecto el permiso del CMN, cuya tramitación implica plazos que van de 9 a 12 meses. Lo anterior implica que de aplicar el permiso no se podrá dar inicio a las obras hasta la obtención de éste. Por lo tanto, se solicita considerar que la RCA y la tramitación de permisos tomará un periodo de 18 meses.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 18 meses para obtener la RCA así como todos los permisos necesarios, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	Se acoge parcialmente la observación.  En función de lo expuesto por la empresa, se analizó la posibilidad de aumentar su plazo de ejecución o realizar alguna otra modificación en su descripción, de modo de acotar los riesgos de requerir permisos como los señalados en la observación, tal que impliquen la necesidad de un plazo constructivo mayor. Finalmente, se optó por mantener los plazos y modificar la zona definida para el emplazamiento de la futura subestación, con lo que se espera dar respuesta al requerimiento de fondo de la observación.
E20-08	3. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Nacional  3.2 Obras Nuevas 3.2.2 Nuevo	En el presente Plan de Expansión se propone la incorporación de equipos de almacenamiento de, al menos, 500 MVA/125 MWh a conectarse en los patios de 220 kV de las subestaciones Parinas y Lo Aguirre, con el fin de aumentar las transferencias por el corredor de 500 kV del norte del SEN.  Al respecto nuestras estimaciones de factibilidad técnica	Se solicita incluir, dentro de la descripción del proyecto y el VI estimado, las adecuaciones necesarias para la conexión del equipo	Se acoge parcialmente la observación.  La tabla incorporada en el título 9 del informe indica los componentes de la valorización, individualizando la servidumbre (terreno) en el numeral 2.4. Adicionalmente, se especifica en el documento de anexo de ingenierías

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Sistema De Control De Flujo Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre</p> <p>Página 19.</p>	<p>indican que el espacio requerido para los BESS es de aproximadamente 2 hectáreas. Sin embargo, tanto para el caso de la subestación Lo Aguirre como Parinas, no habría disponibilidad de espacio físico para la incorporación de un equipo de almacenamiento basado en los lay out futuros de dichas subestaciones.</p> <p>Es por esto que resulta importante que la descripción del proyecto contemple esta condición, y se incorporen dentro del VI aspectos tales como líneas de transmisión adicionales, compra de terreno, extensión de barra/plataforma y otros aspectos que permitan la conexión del equipo a la subestación.</p> <p>Adicionalmente, de requerirse ampliaciones fuera de las Subestaciones pudiera tratarse de áreas que no fueron o están siendo evaluadas en la DIA. Por ejemplo, el caso de Parinas es un sector con fuerte presencia arqueológica, lo que pudiera derivar en la aplicación del permiso del CMN, trámite que debe considerarse en los plazos contemplados para el desarrollo de las obras (9 meses a un año). Considerar RCA y permisos en 18 meses.</p> <p>Se adjuntan planos de planta de las subestaciones Parinas y Lo Aguirre con los espacios requeridos para proyectos en desarrollo y proyectos futuros de acuerdo a lo indicado en los decretos respectivos.</p>	<p>de almacenamiento a la subestación Lo Aguirre y a la subestación Parinas, considerando que no se cuenta con espacio físico suficiente para ubicar el BESS dentro de las subestaciones. Asimismo, se solicita extender el plazo para permitir la obtención de los permisos sectoriales correspondientes para un desarrollo fuera de la subestación.</p>	<p>conceptuales referenciales el alcance y consideraciones que se tomaron en cuenta en la definición de la obra observada, indicando si se considera la compra de terreno y otras adecuaciones.</p> <p>Asimismo, en función de lo expuesto por la empresa y los análisis realizados por esta Comisión, se mantiene el plazo de ejecución indicado en el Informe Técnico Preliminar debido a la complejidad de ejecución y pruebas de la obra.</p>
E20-09	<p>3.2 Obras Nuevas Del Sistema De Transmisión Nacional</p> <p>3.2.3 Nueva</p>	<p>La nueva subestación se ubicaría 25 km al sur de la subestación Seccionadora Lo Aguirre, seccionando la Línea Lo Aguirre – Alto Melipilla. Este proyecto en primera instancia podría evaluarse mediante una DIA, para lo que debe descartarse afectación de bosque nativo, con presencia en el sector. Pudiera requerirse</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 18 meses para obtener la DIA así como todos los permisos</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Seccionadora El Pimiento</p> <p>3.2.3.1 Descripción General Y Ubicación Y</p> <p>3.2.3.2 Puesta En Operación</p> <p>Página 21.</p>	<p>sociabilización temprana y PAC. Se estima que el plazo de 36 meses como plazo total del proyecto es muy acotado. Se debe ampliar, considerando que se requiere un plazo de 18 meses para obtención RCA y permisos.</p>	<p>necesarios, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.</p>	
E20-10	<p>4.1.5 Ampliación En S/E Fuentecilla</p> <p>Página 33.</p>	<p>“AMPLIACIÓN EN S/E FUENTECILLA (NBPS+BT) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATAT)” Observamos que a pesar de estar promoviéndose un incremento de la confiabilidad para la zona por medio del desarrollo de un apoyo en 154kV, el sistema sigue teniendo como punto vulnerable la conexión en tap off de la S/E Malloa Nueva a la futura línea 154 kV Punta Cortés - Tinguiririca.</p> <p>Se propone para no continuar con el punto vulnerable, complementar esta obra mediante una obra de seccionamiento de la Línea 154 kV Punta Cortés – Tinguiririca, ya sea en SE Malloa Nueva 154 kV, o en SE Fuentecilla 154 kV, con esta última opción permitiendo prescindir de la obra “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva”.</p>	<p>Se solicita complementar esta obra mediante una obra de seccionamiento de la línea 154 kV Punta Cortés – Tinguiririca, ya sea en S/E Malloa Nueva 154kV, o en S/E Fuentecilla 154 kV, con esta última opción permitiendo prescindir de la obra “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva”.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo a los análisis realizados por esta Comisión, y en función de lo observado por la empresa, se modifica la solución para la zona, quedando finalmente el set de obras "Ampliación en S/E Fuentecilla 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua – Las Cabras", "Ampliación en S/E Malloa Nueva (BPS+BT) y Seccionamiento Línea 2x154 kV Punta de Cortés- Tinguiririca" y "Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva".</p>
E20-11	<p>4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.</p> <p>4.2 Obras Nuevas Sistema C</p>	<p>Con respecto a la Nueva Seccionadora Pachacama, es necesario tener en consideración que la construcción de una nueva subestación y entrada en operación en 30 meses es un plazo acotado. Se requiere obtención de la RCA y los permisos ambientales sectoriales, donde la obtención de la RCA y permisos implican un plazo de 12</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	4.2.1. Nueva Seccionadora Pachacama Página 43.	meses, excluyendo permisos del CMN, DGA y CONAF. Por ello se debe ajustar el plazo de proyecto, considerando estos 12 meses de tramitación ambiental.	sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	
E20-12	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal. 4.2 Obras Nuevas Sistema C 4.2.1. Nueva Seccionadora Linderos Página 45.	La Nueva subestación seccionadora Linderos, mediante seccionamiento Línea 1x154 kV Alto Jahuel - Punta Cortés y 1x66 kV Fátima – Buin, a emplazarse 6,6 km al sur de la SE Alto Jahuel, debe ser ejecutada y puesta en operación en 30 meses, un plazo acotado que no considera los tiempos reales de tramitación ambiental. Se requiere la obtención de la RCA y permisos ambientales, esto implica un plazo de 12 meses, exceptuando permisos de la DGA, CMN y CONAF.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	Se acoge la observación.  En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.
E20-13	.2.1 Nueva S/E Seccionadora Linderos  Página 45.	Nueva S/E Seccionadora Linderos. A pesar de desarrollar una nueva subestación en 154kV, se mantiene la vulnerabilidad de los consumos conectados en tap off ubicados muy cercanos a la S/E Linderos, como ocurre con el tap off Paine conectado en 154 kV a la línea Fátima – Rancagua – Punta Cortés. Al respecto consideramos necesario dar seguridad de suministro a dichos puntos mediante la normalización de dicho tap off.	Se propone la normalización de tap off Paine, para lo cual se sugiere evaluar factibilidad de llevar dicho tap off a la nueva subestación Linderos, o bien establecer otro punto óptimo el cual podría corresponder al nuevo seccionamiento de las líneas 154 kV Alto	No se acoge la observación.  La obra señalada no forma parte de las propuestas recibidas por esta Comisión en el marco del proceso de planificación correspondiente al año 2021, de modo que una posible incorporación de esta obra, u otra que pretenda solucionar eventuales problemas de seguridad a los consumos que se abastecen de la S/E Paine, será analizada en los próximos procesos de expansión de la transmisión.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Jahuel – Rancagua – Punta Cortés en S/E Fátima, estableciendo los respectivos refuerzos de líneas de 66 kV en dicha subestación.	
E20-14	<p>4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.</p> <p>4.2 Obras Nuevas Sistema E</p> <p>4.2.2. Nueva Seccionadora El Guindal Página 47.</p>	<p>La Nueva subestación seccionadora El Guindal, mediante seccionamiento Línea 1x110 Codegua – Sauzal, a emplazarse 12 km al norte de la SE Sauzal, debe ser ejecutada y puesta en operación en 30 meses, un plazo acotado que no considera los tiempos reales de tramitación ambiental. Se requiere la obtención de la RCA y permisos ambientales, esto implica un plazo de 12 meses, exceptuando permisos de la DGA, CMN y CONAF.</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>
E20-15	<p>4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.</p> <p>4.2 Obras Nuevas Sistema E</p> <p>4.2.3. Nueva SE Litueche Y Nueva Línea 2x110 Kv Litueche – La Estrella</p>	<p>La Nueva subestación y la Nueva Línea 2x110 kv, ubicadas 3 km al sur de la localidad de Litueche, requieren la obtención de la RCA y permisos ambientales. Esto implica un plazo de 12 meses, exceptuando permisos de la DGA, CMN y CONAF. En consecuencia, el plazo considerado para el proyecto resulta acotado y debe ajustarse considerando el plazo de 12 meses de tramitación ambiental.</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Página 49.			
E20-16	<p>4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.</p> <p>4.2 Obras Nuevas</p> <p>4.2.5 Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos</p> <p>Página 52.</p>	<p>En el presente Plan de Expansión se propone la incorporación de una nueva S/E seccionadora 220/154 kV denominada Los Viñedos para apoyar el abastecimiento de la zona entre Alto Jahuel e Itahue.</p> <p>En efecto, de acuerdo a lo indicado en el punto 8.3.9 del ITP, se indica que la obra tiene por objetivo aumentar la seguridad de suministro del sistema de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue, en particular ante la salida del banco de autotransformadores 220/154 kV de S/E Tinguiririca. Asimismo, se indica que con el objetivo de minimizar la probabilidad de pérdida en el sistema zonal, es requerido una nueva transformación 220/154 kV en los alrededores de S/E Tinguiririca, pero que se opta por esta nueva subestación seccionadora, a pesar de la corta distancia entre esta nueva subestación y la subestación Tinguiririca. Todo lo anterior en atención a que pareciera no haber suficiente espacio en la S/E Tinguiririca.</p> <p>Al respecto, luego de una revisión a nivel de factibilidad técnica, hemos verificado que la subestación Tinguiririca sí cuenta con espacios disponibles para la conexión de un segundo transformador 220/154 kV, así como también espacios para la conexión de dos transformadores 154/66 kV, 75 MVA. Lo anterior puede ser corroborado en los diagramas incluidos en el Anexo 4 (Figura 27).</p> <p>Dados los espacios disponibles, se propone considerar</p>	<p>Se solicita incluir al Plan de Expansión 2021 una obra de ampliación en S/E Tinguiririca, la cual consista en la incorporación de un nuevo transformador 220/154 kV, dos transformadores 154/66 kV de 75 MVA junto con las ampliaciones de barra en ambos patios que sean necesarias para su conexión.</p>	<p>Se acoge la observación</p> <p>En atención a las observaciones y nuevos antecedentes disponibles para esta Comisión en atención al proceso de observaciones la obra Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos se excluye del Plan de Expansión, mientras que se incorpora la obra "Ampliación de la S/E Tinguiririca" y "Ampliación en S/E San Fernando".</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>como punto de crecimiento para la zona la actual subestación Tinguiririca con las respectivas adecuaciones que sean necesarias. Particularmente las 3 obras indicadas podrían ser suplidas por “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tinguiririca - San Fernando (CGE)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Tinguiririca - San Fernando (Transelec)”, de características similares, pero cambiando el punto de llegada de las líneas reforzadas. De esta forma tampoco se requiere “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos - Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, ya que se concentra todo en el nodo Tinguiririca.</p> <p>Se propone estudiar como punto de crecimiento para la zona la actual subestación Tinguiririca con las respectivas adecuaciones que sean necesarias. Particularmente las 3 obras indicadas podrían ser suplidas por “Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tinguiririca - San Fernando (CGE)” y “Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Tinguiririca - San Fernando (Transelec)”, de características similares, pero cambiando el punto de llegada de las líneas reforzadas. De esta forma tampoco se requiere “Aumento de Capacidad Línea 1x154 kV Los Viñedos - Tinguiririca y Ampliación en S/E Tinguiririca”, ya que se concentra todo en el nodo Tinguiririca</p> <p>En ese sentido, dado que el proyecto de S/E Viñedos y un segundo transformador 220/154 kV en S/E Tinguiririca resolverían la misma problemática (seguridad del abastecimiento de la zona entre Alto Jahuel e Itahue), es claro que deben ser comparados a nivel de beneficios económicos. Dado que el valor de inversión de la S/E Los</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Viñedos se estima en aproximadamente USD 30 millones, es evidente que la opción más eficiente es la ejecución del proyecto en Tinguiririca, considerando que sólo requiere la incorporación de los nuevos transformadores, las ampliaciones de barra y los paños asociados a su conexión.		
E20-17	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.  4.2 Obras Nuevas. Sistema E  4.2.5. Nueva SE Seccionadora Los Viñedos  Página 54.	Con respecto a la construcción de la nueva subestación Los Viñedos 2 km al norte de la SE Tinguiririca, se debe tener en consideración que se requiere la obtención de RCA y permisos, lo que toma un plazo de 12 meses, a excepción de los permisos de la DGA, CONAF y el CMN. Con ello en consideración, el plazo constructivo solo sería de 24 meses, que es acotado.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	No se acoge la observación.  En los análisis efectuados por esta Comisión y la entrega de nuevos antecedentes por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide eliminar la obra del presente plan de expansión.
E20-18	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.  4.2 Obras Nuevas. Sistema E 4.2.6 Nueva Línea 2x154 Kv Puquillay – Los Viñedos  Página 55.	La construcción de nueva línea y adecuaciones para su conexión requiere de la obtención de una RCA y permisos sectoriales, tramitación que, a priori, ocurre en un plazo de 12 meses. En consideración de lo anterior, es necesario ajustar y evaluar factibilidad de realizar la construcción en 18 meses.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	No se acoge la observación.  En los análisis efectuados por esta Comisión y la entrega de nuevos antecedentes por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide eliminar la obra del presente plan de expansión.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-19	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.  4.2 Obras Nuevas. Sistema E  4.2.7 Seccionadora Las Delicias  Página 56.	La construcción de una subestación y el seccionamiento de la Línea Dichato – Cauquenes a 50 km de la SE Dichato, cuenta con un plazo de ejecución total de 36 meses. Dentro de este plazo se requiere considerar los tiempos asociados a la tramitación de una RCA y permisos ambientales, que en la práctica son aproximadamente 12 meses. En consecuencia, se debe ajustar el plazo considerando el plazo de 12 meses para la obtención de la RCA.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	Se acoge la observación.  En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.
E20-20	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.  4.2 Obras Nuevas. Sistema E  4.2.8 Nueva SE Coiquén Y Nueva Línea 2x66 Kv Las Delicias – Coiquén  Página 58.	Se considera la construcción de una nueva subestación, a 2 km de la subestación Quirihue, y de una línea de transmisión de 66 kV en un plazo de 36 meses. Sin embargo, dentro de este plazo se requiere considerar los tiempos asociados a la obtención de la RCA y permisos sectoriales, lo que implica una tramitación de 12 meses.	Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 12 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.	Se acoge la observación.  En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.
E20-21	4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.	Se establece la construcción de dos nuevas subestaciones en un plazo total de 36 meses. Sin embargo, debe evaluarse y aclararse si las obras se tramitarán por separado para la obtención de la RCA o en conjunto. Si se evalúan por separado y los plazos corren igual para	Se solicita definir la estrategia para solicitar la RCA y todos los permisos sectoriales puesto	Se acoge parcialmente la observación.  Respecto de la solicitud de definir la estrategia para solicitar la RCA y todos los permisos sectoriales, es responsabilidad del

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>4.2 Obras Nuevas. Sistema E</p> <p>4.2.9 Nueva SE Monte Blanco Y Nueva SE El Lazo</p> <p>Página 60.</p>	<p>ambas subestaciones puede darse que se obtenga primero una RCA y luego la otra.</p>	<p>que esto puede afectar considerablemente los plazos de desarrollo de la obra. Del mismo modo, se solicita tener en cuenta que en el mejor de los casos (cuando ambas solicitudes se realicen simultáneamente), se requerirá al menos de 12 meses para obtener todos los permisos sectoriales, por lo tanto, se solicita adecuar el plazo total del proyecto en caso de ser necesario.</p>	<p>adjudicatario tomar las medidas respectivas para ejecutar la obra de manera eficiente y en plazo.</p> <p>Asimismo, en función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>
E20-22	<p>4. Plan De Expansión Del Sistema De Transmisión Zonal.</p> <p>4.2 Obras Nuevas. Sistema E</p> <p>4.2.10 Nueva Línea</p>	<p>Construcción de una nueva línea. Requiere obtención de RCA y permisos, se estima 14 meses, a priori.</p>	<p>Se solicita considerar que el desarrollo del proyecto requiere 14 meses para obtener la RCA así como todos los permisos sectoriales, y adecuar el plazo total del proyecto en</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En función de lo expuesto por la empresa, se aumenta el plazo de ejecución de esta obra en 12 meses.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>1x110 Kv El Pimiento – Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 Kv El Pimiento – El Lazo Y Nueva Línea 1x110 Kv Monte Blanco – El Lazo</p> <p>Página 62.</p>		<p>caso de ser necesario.</p>	
E20-23	<p>7.4.7.1 Análisis De Impactos Locales</p> <p>Página 119.</p>	<p>Como propuesta al presente plan de expansión se propuso una obra que da solución a la perdida de suministro de los clientes de Chañaral. Las complicaciones de la zona surgen producto de los aluviones que se ha visto expuesta la zona.</p> <p>Teniendo en cuenta que estos eventos son de baja probabilidad y alto impacto, no es correcto evaluarlos con la metodología tradicional de beneficios económicos o con el Costo de Falla de Corta duración. En esta versión del ITP se incluyen los aluviones dentro de los análisis de resiliencia, sección 7.4.7 del informe. A su vez dentro de esa sección se mencionan los impactos locales, se señala que se analizarán aluviones, haciendo referencia al caso específico de Chañaral. Como metodología se señala que:</p> <p>Esta obra será analizada por concepto de seguridad, sin embargo, de tener un resultado negativo, se realizará una sensibilidad utilizando la metodología descrita; es decir, valorizando la energía no suministrada por efectos de la falla de la o las instalaciones de transmisión que pudieran</p>	<p>Se solicita incorporar dentro del informe la evaluación de Chañaral, como los archivos usados para las evaluaciones económicas en los anexos.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incluye la evaluación económica de la obra asociada a la problemática en la localidad de Chañaral.</p> <p>Es del caso indicar que aun considerando la metodología propuesta, esto no compensaría una inversión de la magnitud de la propuesta. No obstante, esta Comisión está trabajando en avanzar con una solución alternativa, tal como se indicó en el Plan anterior, en particular en una que puede ser abordada a través de una vía distinta a la planificación de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ser afectadas por un aluvión, de acuerdo a la ubicación de éstas.</p> <p>Si bien la evaluación propuesta parece razonable, la evaluación mencionada no se presenta en ninguna sección del informe ni tampoco en sus anexos.</p>		
E20-24	<p>8.3 Proyectos De Expansión Para El Abastecimiento De La Demanda</p> <p>Transformación 110/23 Kv, 10 MVA, En S/E Diego De Almagro</p> <p>Página 142.</p>	<p>De acuerdo a lo establecido en el artículo 76 del Reglamento, en la conformación de la cartera de proyectos para el Plan de Expansión de la Transmisión, pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica los proyectos de equipamientos de transformación de las subestaciones primarias de distribución, siempre que, calculados los plazos constructivos de dichos proyectos, se exceda en un 90% la cargabilidad máxima de los equipos de transformación existentes.</p> <p>En base al criterio anterior la CNE ha promovido diversos proyectos para el abastecimiento de la demanda del sistema. Como ejemplos de algunas de estas obras se puede mencionar el proyecto “Ampliación S/E Casas Viejas (NTR ATMT)”, que consiste en la incorporación de un nuevo transformador 110/13,2 kV en dicha subestación y que es justificado en base a una cargabilidad de más de 90 % en la actual transformación AT/MT de S/E Casas Viejas hacia el año 2026, tal como se presenta en la siguiente figura: Ver Figura 21.</p> <p>Otro ejemplo a destacar es el conjunto de proyectos de ampliación en S/E Los Maquis que son promovidos en base a la alta cargabilidad que actualmente se observa en</p>	<p>Se solicita incorporar al Plan de Expansión 2021 un proyecto de ampliación para aumentar la capacidad 110/23 kV de la S/E Diego de Almagro.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, es del caso señalar que el proyecto fue presentado en el marco del proceso de expansión 2020, y su análisis derivó en la postergación de su eventual incorporación para futuros procesos de expansión.</p> <p>Por su parte, no obstante el proyecto no fue presentado en el proceso 2021, el análisis de suficiencia realizado no arrojó señales que indiquen que se requiera su incorporación, y no se observan los niveles de cargabilidad que indica la empresa proponente.</p> <p>Por otra parte, es conveniente indicar que los análisis para los transformadores del sistema eléctrico, consideran la capacidad de los equipos en condiciones de refrigeración forzada, por lo que se consideró una capacidad de 10 MVA para el equipo en cuestión.</p> <p>Finalmente, indicar que la empresa no presenta antecedentes que respalden las cargabilidades señaladas, de modo que no se cuenta con información distinta a la que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la transformación 66/13,8 kV de la subestación, y que proyecta un valor de 109% hacia el año 2026. Ver Figura 22.</p> <p>En base a los antecedentes anteriores, es claro que la metodología para incorporar proyectos al Plan de Expansión, en base a cargabilidades de los transformadores AT/MT, solo evalúa el valor de cargabilidad en el año en que el proyecto de ampliación pudiese concretarse, pero no exige un valor determinado en la operación actual de la transformación. En ese sentido, queremos insistir en el nivel de carga que se espera para la transformación 110/23 kV de S/E Diego de Almagro, <b>la cual fue presentada al Plan de Expansión 2020</b>. En aquella ocasión se indicó que las proyecciones estimaban un nivel de carga de 94% el año 2024, considerando los nuevos requerimientos de demanda por parte de las mineras Franke y Santiago Metals que son abastecidos esta transformación 110/23 kV. Si bien esta condición parece ser crítica en el corto plazo, es incluso menor que la observada para la transformación 66/13,8 kV de S/E Los Maquis la cual presentaría cargabilidades superiores al 100% el mismo año 2024.</p> <p>En el anexo 5 (Figura 28) se presenta el diagrama de planta de la subestación Diego de Almagro, destacando en rojo la obra propuesta.</p>		<p>utilizó esta Comisión para el desarrollo de los análisis del ITP, por lo que su conclusión se mantiene.</p>
E20-25	<p>8.4.3 Hidrologías Extremas</p> <p>Página 168.</p>	<p>En el punto 8.4.3 se presenta el análisis que hizo la CNE frente a hidrologías extrema seca, pero no detalla cuales son las hidrologías que se utilizaron, solo haciendo referencia a una hidrología seca. Teniendo en cuenta que en este último plan de expansión se cambió la estadística hidrológica no es directo evaluar si la hidrología utilizada</p>	<p>Se solicita incorporar al informe un análisis comparativo entre las hidrologías históricas más secas y la hidrología</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A continuación, se indican algunos elementos importantes que se deben considerar en relación a la observación:</p> <p>1- Los antecedentes de las series</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>refleja adecuadamente la realidad actual del sistema en donde se deberían considerar las 5 hidrologías más secas.</p> <p>Adicionalmente, este análisis solo considera evaluar el desempeño global de todas las obras con beneficios positivos en el presente plan de expansión, sin evaluar el desempeño de las instalaciones ante esta condición (Nivel de sobrecarga, energía no suministrada, etc.). Para que este análisis tome valor se debe evaluar el desempeño de las instalaciones ante condiciones hidrologías secas, de manera que se dé cuenta de las limitaciones del sistema ante esta condición, como lo problemas que está enfrentando la Región Metropolitana con la situación hidrológica actual.</p>	<p>utilizada en el análisis para poder comprender la magnitud de los resultados que está reflejando el análisis.</p> <p>También se solicita que dentro del análisis de hidrologías extremas se analice el desempeño de las instalaciones actuales para determinar las instalaciones que requieren refuerzos ante escenarios extremos, como es el caso de los problemas que enfrenta la Región Metropolitana con la hidrología actual.</p>	<p>hidrológicas fueron publicadas en el proceso de fijación de precio de nudo de corto plazo del primer semestre del año 2021 (<a href="https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf">https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf</a>)</p> <p>2- El análisis de hidrologías extremas actualmente se enfoca en la revisión de las obras propuesta y en las necesidades extra del sistema eléctrico, frente a condiciones hidrológicas extremas, y que a su vez puedan generar la necesidad de modificar las obras incorporadas o la creación de nuevos proyectos. Por lo tanto, indirectamente se está viendo las necesidades adicionales que presenta el sistema frente a esta serie hidrológica.</p> <p>3- El análisis solicitado se encuentra implícito en el informe señalado en el punto 1, por lo que no viene al caso una comparación en el contexto del proceso del plan de expansión.</p> <p>4- Esta Comisión está evaluando permanentemente realizar mejoras a las metodologías utilizadas en el plan de expansión, por lo que se aceptan propuestas o sugerencias al respecto, las que deberán hacerse en un momento oportuno para efectos de su análisis, socialización y eventual incorporación al proceso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-26	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados</p> <p>Proyecto N°15 “Ampliación Línea 2x220 Kv Miraje – Encuentro”</p> <p>Página 2</p>	<p>Transelec presentó al Plan de Expansión 2021 el proyecto “Ampliación línea 2x220 kV Miraje – Encuentro”, el cual consiste el reemplazo de actual conductor de la línea por uno de alta temperatura, de modo de alcanzar una capacidad de transmisión de 700 MVA por circuito. Este proyecto no fue incluido en el Informe Técnico Preliminar, argumentando que no presentaba beneficios netos positivos en relación a la reducción de los costos de operación y falla del sistema.</p> <p>Sin embargo, al revisar las bases OSE2000 utilizadas para la simulación de la operación económica de largo plazo, se puede apreciar que la línea 2x220 kV Miraje – Encuentro es modelada mediante el tramo “Miraje 220-&gt;Miraje Aux 220” con una capacidad N-1 de 386 MW. Esta capacidad corresponde al límite térmico por circuito de la línea considerando una temperatura ambiente de 25°C. Es relevante destacar que la zona donde se ubica la línea presenta temperaturas mucho mayores, por lo que el límite térmico de la línea es menor al considerado en el modelo. En particular, las mayores transferencias por la línea se producen cuando los parques fotovoltaicos conectados en S/E Miraje están a plena operación, lo cual coincide con las horas de máxima temperatura de la zona, donde se alcanzan los 37°C. Por lo tanto, la modelación utilizada para este tramo está sobreestimada respecto de la operación real, y por esta razón no se logran capturar los beneficios netos positivos de ejecutar la obra de ampliación propuesta.</p>	<p>Solicitamos incorporar la obra “Ampliación línea 2x220 kV Miraje – Encuentro” al Plan de Expansión 2021.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En virtud de la observación se desarrolló una nueva evaluación del proyecto, pero ahora considerando una capacidad de 323 MVA por circuito (capacidad a 30°C). A partir de los resultados se concluye que la incorporación de la obra en el presente plan de expansión no es eficiente, en particular debido a que los beneficios netos son positivos, en al menos tres de los cinco EGPT, recién a partir del 2035, lo que es indicador suficiente para definir su postergación.</p>
E20-27	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados</p>	<p>Transelec presentó al Plan de Expansión 2021 el proyecto “Aumento de capacidad de barras en SE Carrera Pinto”, el cual consiste en el aumento en la capacidad de las barras</p>	<p>Solicitamos incorporar la obra “Aumento de</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Para el análisis de este proyecto es esencial</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Proyecto N°16 "Aumento De Capacidad De Barras En SE Carrera Pinto"</p> <p>Página 3</p>	<p>principales y de transferencia de S/E Carrera Pinto para alcanzar los 1.000 MVA. Este proyecto no fue incluido en el Informe Técnico Preliminar, argumentando básicamente que los análisis de la CNE no detectaron escenarios críticos de operación que hicieran necesaria la ejecución de la obra.</p> <p>Al respecto, los análisis de Transelec presentados a la CNE son elaborados mediante una modelación detallada de cada barra (principal y transferencia) y cada segmento generado entre los paños de conexión de los elementos a estas barras. En esta topología se analiza un escenario crítico, pero probable, de oferta/demanda y se proceden a evaluar distintas condiciones topológicas que pudiese ocurrir dentro de la subestación. Estas son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento de cada paño y traspaso a la barra de transferencia.</li> <li>- Falla de algún elemento de la subestación (N-1).</li> </ul> <p>Mantenimiento de cada paño y falla de algún elemento (N-1-1).</p> <p>En el caso de Carrera Pinto, al ser una subestación con topología "híbrida" entre Barra Principal con Transferencia e Interruptor y Medio, también se evaluaron los mantenimientos de cada interruptor de las diagonales existentes, incluyendo el central.</p> <p>Con estas condiciones los análisis de Transelec muestran que existen casos donde se supera la capacidad algunos segmentos de barra, particularmente en la barra principal de más antigüedad de la subestación, la cual tiene una</p>	<p>capacidad de barras en SE Carrera Pinto" al Plan de Expansión 2021.</p>	<p>tener en consideración los principales antecedentes que tiene utilizó esta Comisión en la revisión del proyecto, entre estos destaca:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1- La capacidad de barra de los segmentos 1,2,7,8,9,10,11,12 y 13 se establece en 488 MVA, mientras que los segmentos 3,4,5 y 6 cuentan con una capacidad de 244 MVA (numeración de los segmentos según la figura presentada por la empresa)</li> <li>2- Las centrales en la zona hasta el 2026 son: Carrera Pinto (93 MVA), Luz del Norte (141 MVA), Campos del Sol (381 MVA) y Sol de Varas (100.8 MVA).</li> <li>3- El análisis consistió en modelar la subestación en PowerFactory, en lo que respecta a barras y conexiones, se analizan 17136 combinaciones de operación entre los años 2025 y 2026 (condiciones obtenidas mediante el software OSE 2000). Finalmente se concluye que no existen condiciones de sobrecarga en condiciones normales y solo en el 0.1% de los casos (17) se supera el 90% de la capacidad del segmento 4 y 5, todos los otros segmentos no superan el 61% de la capacidad nominal en cualquier condición evaluada. En virtud de lo anterior se rechaza la observación planteada por la empresa.</li> </ol>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>capacidad menor que el resto de los segmentos. En base a ello, y para tener una visión de largo plazo, se propone el aumento de capacidad en todas las barras de la subestación, con el fin de normalizarla.</p> <p>Adicionalmente a la necesidad detectada por los análisis sobre la topología decidida de la subestación, durante el mes de diciembre de 2021 fue ingresado al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental el parque FV Copiapó Solar el cual considera una inyección total, en dos etapas, de 300 MW y se conectará a la S/E Carrera Pinto. Este parque no se encuentra incluido como input para nuestros análisis, por lo que se hace aún más evidente y necesaria la incorporación del proyecto de ampliación de barras en este Plan de Expansión, de forma de no retrasar el desarrollo de la generación y evitar vertimientos.</p>		
E20-28	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados</p> <p>Proyecto N°18 "Incorporación Barra De Transferencia En S/E Quillota 110 Kv"</p> <p>Página 3.</p>	<p>Transelec presentó al Plan de Expansión 2021 el proyecto "Incorporación barra de transferencia en S/E Quillota 110 kV", el cual consiste en el cambio topológico del patio 110 kV de la S/E Quillota para incluir una barra de transferencia mediante la reutilización de la barra auxiliar que conecta los transformadores 220/110 kV. Este proyecto no fue incluido en el Informe Técnico Preliminar argumentando que su ejecución podría generar interferencias con otros proyectos decretados para la subestación pero que aún no han sido adjudicados.</p> <p>Al respecto, y luego de una completa revisión a nivel de factibilidad técnica, podemos asegurar que el proyecto propuesto por Transelec no genera interferencias con el resto de las obras de expansión decretadas para la</p>	<p>Se solicita incluir al Plan de Expansión 2021 el proyecto "Incorporación barra de transferencia en S/E Quillota 110 kV", debido a que no presenta interferencias con el resto de las obras decretadas en dicha subestación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De lo indicado en la observación no se observan antecedentes adicionales que motiven un cambio en la definición adoptada por esta Comisión. En particular dado que las obras en cuestión se realizarán en el patio de 110 kV de la S/E Quillota, misma instalación que será intervenida con motivo de la obra de expansión "Habilitación segundo circuito línea 110 kV Quillota - San Pedro", actualmente en licitación (segundo proceso). Adicionalmente, se resalta el hecho de que no existe evidencia que demuestre la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>subestación Quillota, y que aún no han sido licitadas. Para demostrar lo anterior, se presentan los diagramas de planta de la subestación Quillota en el Anexo 1 (Figura 24), donde se puede corroborar que las modificaciones topológicas propuestas para la subestación no están en el área de emplazamiento del resto de proyectos dentro del patio de 110 kV.</p>		<p>urgencia del requerimiento, sino que se trataría únicamente de mejorar el estándar de confiabilidad de la instalación, de modo que se puede perfectamente postergar para futuros procesos, y en particular a la espera de una futura intervención de la instalación por otro motivo, a efectos de procurar la obtención de soluciones eficientes, desde el punto de vista de los costos, e integrales, desde la óptica de las problemáticas a abordar.</p>
E20-29	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados</p> <p>Proyecto N°20 “Cambio de interruptores en subestación Quillota 220 kV”</p> <p>Proyecto N°22 “Cambio de interruptores en subestación Cerro Navia 220 kV” y Proyecto N°25 “Cambio de interruptores en subestación Charrúa”</p>	<p>En relación a las razones que señala la CNE para no recomendar las obras: cambio de interruptores en subestación Quillota 220 kV; cambio de interruptores en subestación Cerro Navia 220 kV; cambio de interruptores en subestación Charrúa, proponemos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Existen equipos que ven sobrepasada su capacidad de ruptura para la condición establecida en la normativa técnica, tal y como lo indica la CNE. Sin embargo, la CNE señala que al hacer el análisis en una condición operativa dichas obras no son necesarias. Al respecto, señalamos que la metodología para determinar qué equipos ven sobrepasada su capacidad de ruptura está establecida en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito" de la NTSyCS. En efecto, el artículo 2 de dicho Anexo Técnico señala que, los equipos primarios deberán contar con la suficiente capacidad que les permita soportar al menos los niveles máximos individuales de corriente de cortocircuito que se establezcan en cada uno de éstos (de acuerdo a lo establecido en el AT).</li> </ul>	<p>De acuerdo a la observación presentada, solicitamos que los siguientes proyectos sean incorporados en el ITP:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de interruptores en subestación Quillota 220 kV;</li> <li>• Cambio de interruptores en subestación Cerro Navia 220 kV;</li> <li>• Cambio de interruptores en subestación Charrúa.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dentro de la observación no se aprecian antecedentes adicionales que puedan incidir en la definición adoptada por esta Comisión, de modo que esta se mantiene. En particular conviene señalar que los motivos esgrimidos por esta Comisión para no incorporar la obra en el presente proceso, se centran en encontrar una mejor oportunidad para su incorporación, la que no resulta urgente, lo que queda demostrado a partir del análisis señalado por la observante, el cual no es objetado por ésta.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Páginas 3, 4 y 5 respectivamente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En consecuencia, el análisis para una condición operativa realizado por la CNE, no es coherente con la metodología establecida en el AT "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito", ya que de acuerdo a su artículo 10, la metodología debería considerar:               <ul style="list-style-type: none"> <li>o En el caso de nuevas instalaciones, la configuración del sistema que presente la mayor contribución de centrales de generación al cortocircuito, esto es, tener conectadas todas las unidades de generación, todas las líneas y transformadores en servicio, a fin de que se configure el mayor enmallamiento del sistema.</li> <li>o En el caso de la determinación de corrientes de cortocircuito para instalaciones existentes, la configuración del sistema en relación a su topología y despacho de unidades de generación, junto con el escenario más exigentes y que representen la mayor contribución al cortocircuito en la operación del SEN; Sin embargo, el análisis operacional de la CNE no incluye dichas consideraciones, es decir, no incluye las condiciones más exigentes. Cabe destacar, que estamos frente a un proceso de planificación del sistema, donde se toman decisiones de diseño de la red con el objetivo de cumplir con los estándares y exigencias de la normativa vigente, de manera de procurar que las obras necesarias estén disponibles cuando se requieran, evitando en lo posible restricciones en el SEN, y no frente a decisiones basadas en análisis operacionales de corto plazo.</li> </ul> </li> <li>• A mayor abundamiento, es relevante hacer presente que, de acuerdo al artículo 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el proceso de planificación de la transmisión deberá contemplar las holguras o</li> </ul>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>redundancias necesarias, que permitan minimizar riesgos en el abastecimiento, realizar modificaciones en instalaciones de transmisión existentes de forma eficiente, que las instalaciones resulten económicamente eficientes y crear condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia en el mercado eléctrico. Es en consideración de todo lo anterior que, la determinación de los equipos que ven sobrepasada su capacidad de ruptura debe ser realizada considerando los escenarios más exigentes y considerando las holguras con las que debe contar el sistema de transmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Finalmente, es importante hacer presente que el Dictamen 2-2020 del Panel de Expertos aprobó la incorporación de las obras Ampliación S/E Alto Jahuel y Ampliación S/E Temuco 66 kV, las cuales fueron identificadas con la metodología de cálculo de corto circuito establecida en el AT "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito", sin ninguna objeción a dicha metodología. Por lo tanto, considerando que no ha habido cambios regulatorios que justifiquen un cambio de dicha metodología, se debería seguir considerando la metodología de cálculo de corto circuito establecida en el AT "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito".</li> </ul> <p>Debido a todas las razones antes expuestas, solicitamos que los siguientes proyectos sean incorporados en el ITP:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de interruptores en subestación Quillota 220 kV;</li> <li>• Cambio de interruptores en subestación Cerro Navia 220 kV;</li> <li>• Cambio de interruptores en subestación Charrúa.</li> </ul>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E20-30	<p>Anexo 1: Proyectos No Recomendados Proyecto N°30, N°31 Y N°32” Repotenciamiento Lt 220 Kv Valdivia – Pichirropulli”, “Repotenciamiento Lt 220 Kv Pichirropulli – Rahue” Y “Repotenciamiento Lt 220 Kv Valdivia – Rahue”</p> <p>Páginas 5 Y 6.</p>	<p>Transec presentó al Plan de Expansión 2021 un proyecto para aumentar la capacidad de transmisión del tramo 220 kV Valdivia – Pichirropulli – Rahue mediante conductores de alta temperatura con el fin de alcanzar los 400 MVA por circuito. Esta obra fue presentada en tres proyectos separados ya que cada uno sería evaluado individualmente a nivel de beneficios económicos por parte de la CNE. No obstante, ninguno de los proyectos fue incluido en el Informe Técnico Preliminar, argumentando que no se generaron beneficios netos positivos, en al menos el 50% de los escenarios analizados, en lo que respecta la reducción de costos de operación y falla del sistema.</p> <p>Al respecto, al revisar los anexos de evaluaciones económicas realizadas por la CNE, es posible advertir que los proyectos de ampliación de los tramos 220 kV Valdivia – Pichirropulli y 220 kV Valdivia – Rahue sí presentan beneficios netos, por lo cual no debiesen ser excluidos del presente Plan de Expansión. Ver Figura 23.</p> <p>Es posible apreciar que ambos repotenciamientos presentan beneficios netos, siendo mayores los capturados para el proyecto sobre el tramo Valdivia – Pichirropulli. Producto de la crisis hidrológica que estamos experimentando, hoy en día las congestiones más relevantes del sistema se están produciendo en la zona sur. En ese sentido es importante que los proyectos que brinden beneficios netos positivos al sistema sean promovidos de modo de estar preparados para los eventos hidrológicos extremos y a la vez preparar al sistema para el largo plazo.</p>	<p>Solicitamos incorporar la obra “Repotenciamiento LT 220 kV Valdivia – Rahue” al Plan de Expansión 2021 o, en su defecto, incluir la obra “Repotenciamiento LT 220 kV Valdivia – Pichirropulli” al Plan de Expansión 2021.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los proyectos en cuestión resultan ser alternativas eficientes para el desarrollo del sistema en el mediano y largo plazo, pero no es eficiente incorporarlos en el presente proceso de expansión. Esto queda demostrado al analizar los beneficios netos anualmente, donde al menos hasta el año 2032 ninguno de los proyectos obtiene beneficios en al menos tres de los cinco EGPT, lo que es un indicador suficiente para postergar su análisis para futuros procesos de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Por tales razones, con el fin de tener una mirada de largo plazo y aprovechar las sinergias de ejecutar también el repotenciamiento del tramo entre Pichirropulli y Rahue, se solicita incorporar al Plan de Expansión 2021 el proyecto de repotenciamiento entre las subestaciones Valdivia y Rahue.		

## Anexos Empresa 20

Figura 17

Proyecto	Propietario	Barra	Tecnología	Pot. (MW)	PES
Solar_Toro	Pattern Chile Development Holdings SPA	Parinas 220	Solar	56	ene-24
Eólica_Pampa_Filadelfia	Engie	Parinas 500	Eólica	920	ene-27
Eólica_Horizonte	Colbún	Parinas 220	Eólica	980	ene-24
Eólica_Lomas_de_Taltal	Engie	Parinas 220	Eólica	353	ene-26
Eólica_Nolana	Parque Eólico Nolana SpA	Parinas 220	Eólica	280	ene-26
Eólica_Pampa_Yolanda	Engie	Parinas 220	Eólica	532	ene-27
Total Parinas 220				2201	
Total Parinas 500				920	

Figura 18

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	AVI
2021	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	7	12	11	7	13	- 2
2028	14	14	19	12	15	- 1
2029	35	22	39	22	33	- 1
2030	36	27	50	32	41	- 1
2031	36	27	45	34	37	- 1
2032	35	25	38	37	37	- 1
2033	34	22	37	32	38	- 1
2034	36	24	35	33	45	- 1
2035	38	30	38	33	48	- 1
2036	35	32	37	32	54	- 1
2037	36	30	36	34	52	- 1
2038	34	26	36	32	46	- 1
2039	34	27	38	29	43	- 1
2040	35	25	37	28	41	- 1
2041	35	28	38	26	46	- 1
<b>Total</b>	<b>480</b>	<b>372</b>	<b>533</b>	<b>423</b>	<b>589</b>	

Beneficios anuales con el AVI ya descontado.

Figura 19

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	AVI
2021	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	3	6	5	3	5	- 1
2028	1	2	2	0	1	- 1
2029	2	5	5	2	4	- 1
2030	18	17	21	16	23	- 1
2031	19	18	21	15	26	- 1
2032	19	14	18	18	26	- 1
2033	19	14	21	22	32	- 1
2034	20	15	17	23	31	- 1
2035	19	18	19	19	18	- 1
2036	17	19	15	15	20	- 1
2037	14	20	18	16	14	- 1
2038	16	18	18	17	14	- 1
2039	14	16	18	15	12	- 1
2040	11	12	19	15	6	- 1
2041	13	14	23	17	8	- 1
<b>Total</b>	<b>208</b>	<b>210</b>	<b>240</b>	<b>214</b>	<b>240</b>	

Beneficios anuales con el AVI ya descontado.

Figura 20

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	AVI
2021	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	2	5	4	2	4	- 3
2028	- 0	1	0	- 1	- 0	- 2
2029	1	4	4	1	3	- 2
2030	17	16	20	15	22	- 2
2031	18	17	20	14	25	- 2
2032	18	13	17	17	25	- 2
2033	19	13	20	21	31	- 2
2034	19	14	17	23	30	- 2
2035	19	17	18	18	18	- 2
2036	17	19	15	14	19	- 2
2037	14	19	18	15	14	- 1
2038	16	17	17	17	13	- 1
2039	14	16	17	14	11	- 1
2040	11	11	19	14	6	- 1
2041	13	14	23	16	7	- 1
<b>Total</b>	<b>195</b>	<b>197</b>	<b>227</b>	<b>200</b>	<b>227</b>	

Beneficios anuales considerando un tercer transformador con el AVI ya descontado.

Figura 21

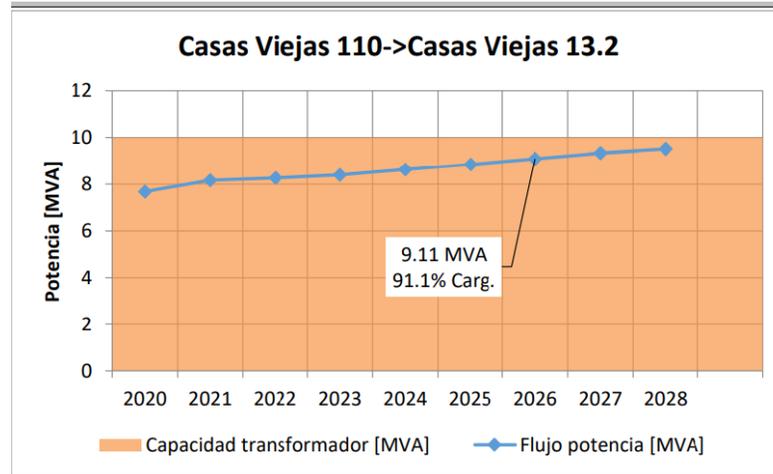


Figura 22

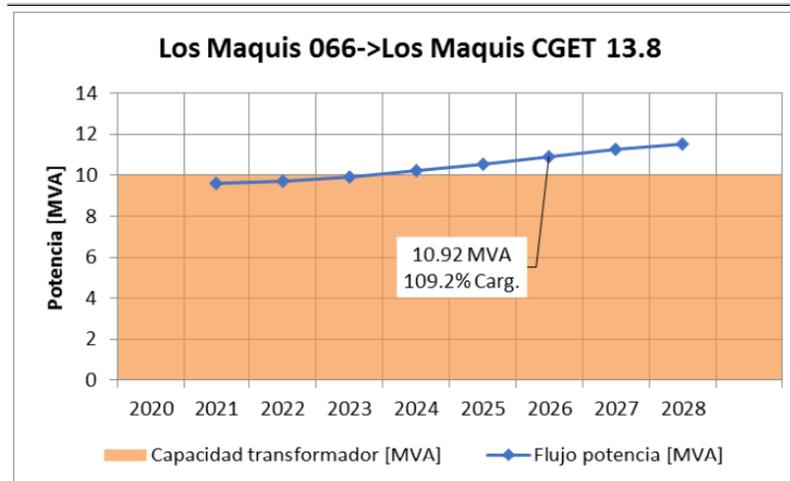


Figura 23

19 Transelec_Amp Valdivia - Pichirropulli	7	8	9	10	11
<b>Valor Presente en millones de US\$</b>	<b>Esc 1</b>	<b>Esc 2</b>	<b>Esc 3</b>	<b>Esc 4</b>	<b>Esc 5</b>
Costo Operacional Sin Proyecto	21,625	18,166	21,536	20,278	31,731
Costo Operacional Con Proyecto	21,578	18,111	21,458	20,231	31,521
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21,612	18,144	21,491	20,265	31,554
Beneficios (Base – Proyecto)	14	21	44	13	177
20 Transelec_Amp Valdivia - Rahue	7	8	9	10	11
<b>Valor Presente en millones de US\$</b>	<b>Esc 1</b>	<b>Esc 2</b>	<b>Esc 3</b>	<b>Esc 4</b>	<b>Esc 5</b>
Costo Operacional Sin Proyecto	21,625	18,166	21,536	20,278	31,731
Costo Operacional Con Proyecto	21,561	18,102	21,451	20,221	31,518
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21,616	18,157	21,507	20,276	31,573
Beneficios (Base – Proyecto)	9	8	29	2	158

Figura 24

Anexo 1. Diagramas S/E Quillota 110 kV

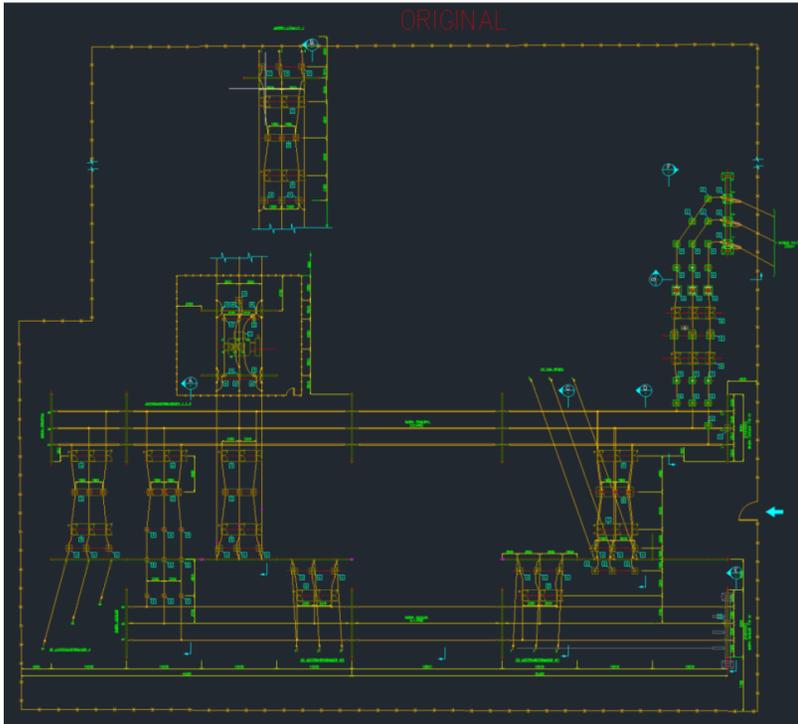


Figura 1: Diagrama original S/E Quillota

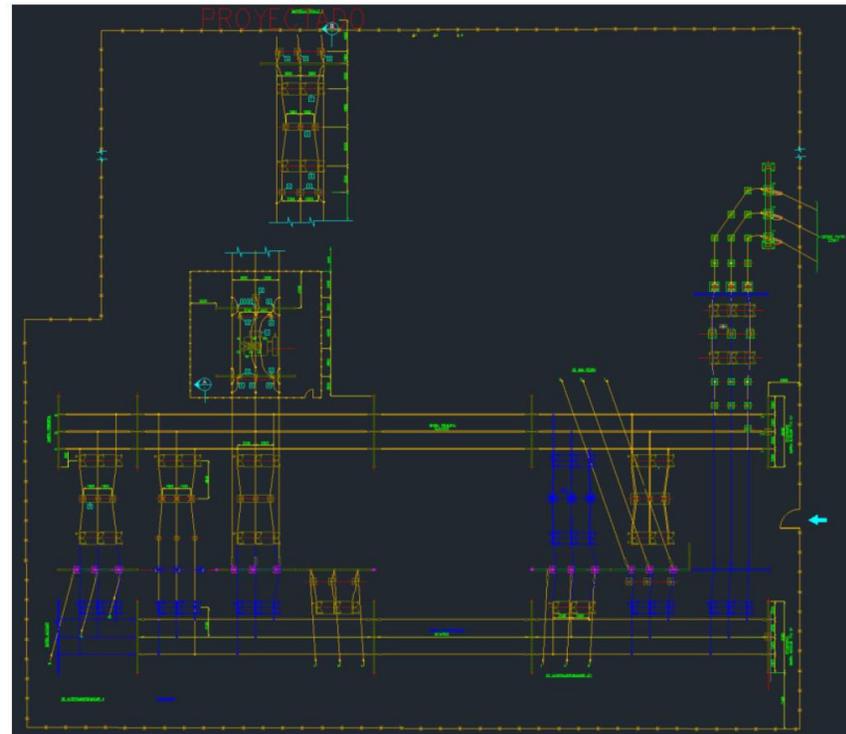
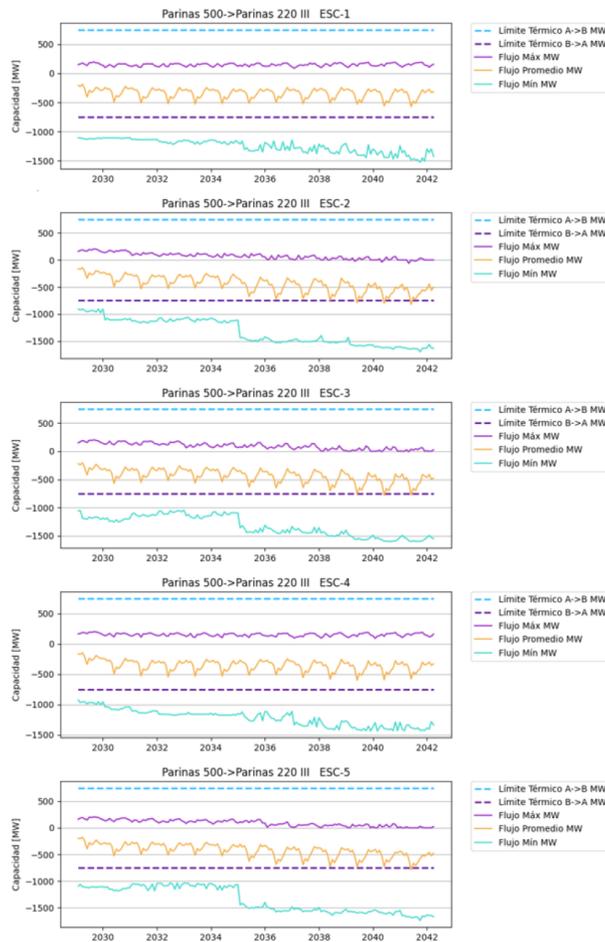


Figura 2: Diagrama proyectado S/E Quillota.

Figura 25

Anexo 2. Flujos esperados por cada transformador 500/220 kV S/E Parinas

Parinas 500->Parinas 220 III



Parinas 500->Parinas 220 IV

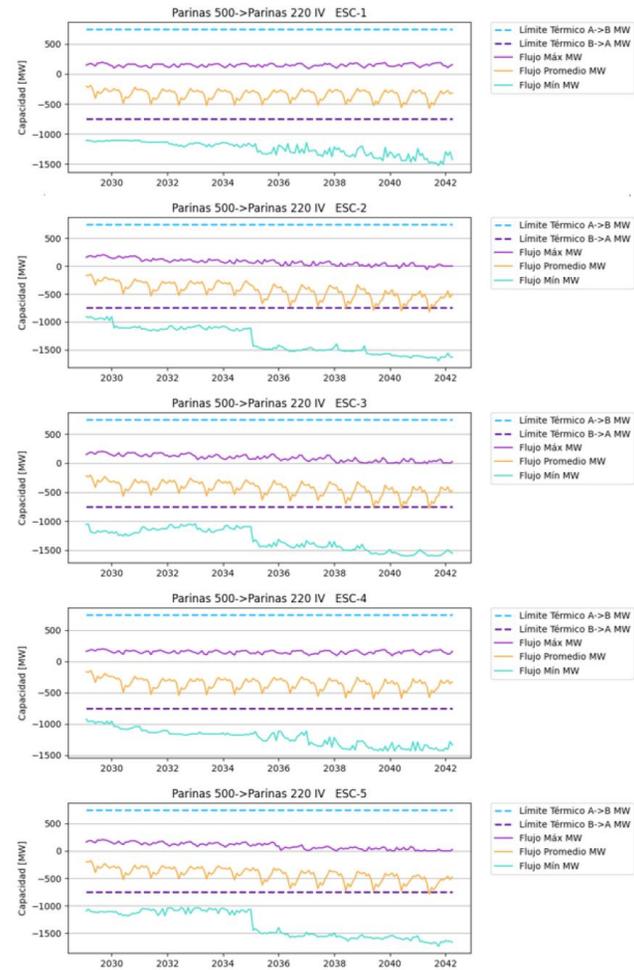


Figura 26

Anexo 3. Flujos esperados de cada transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos

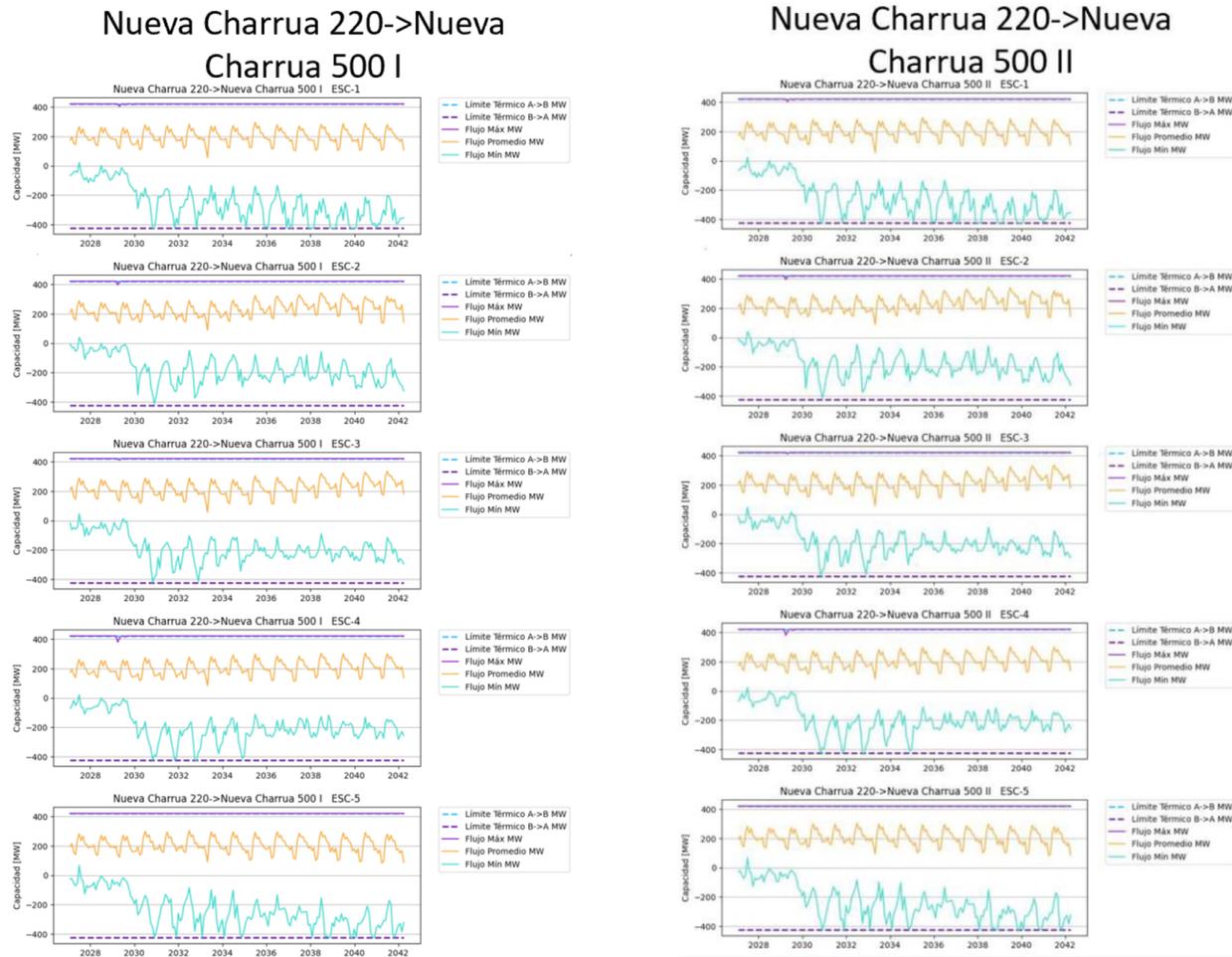


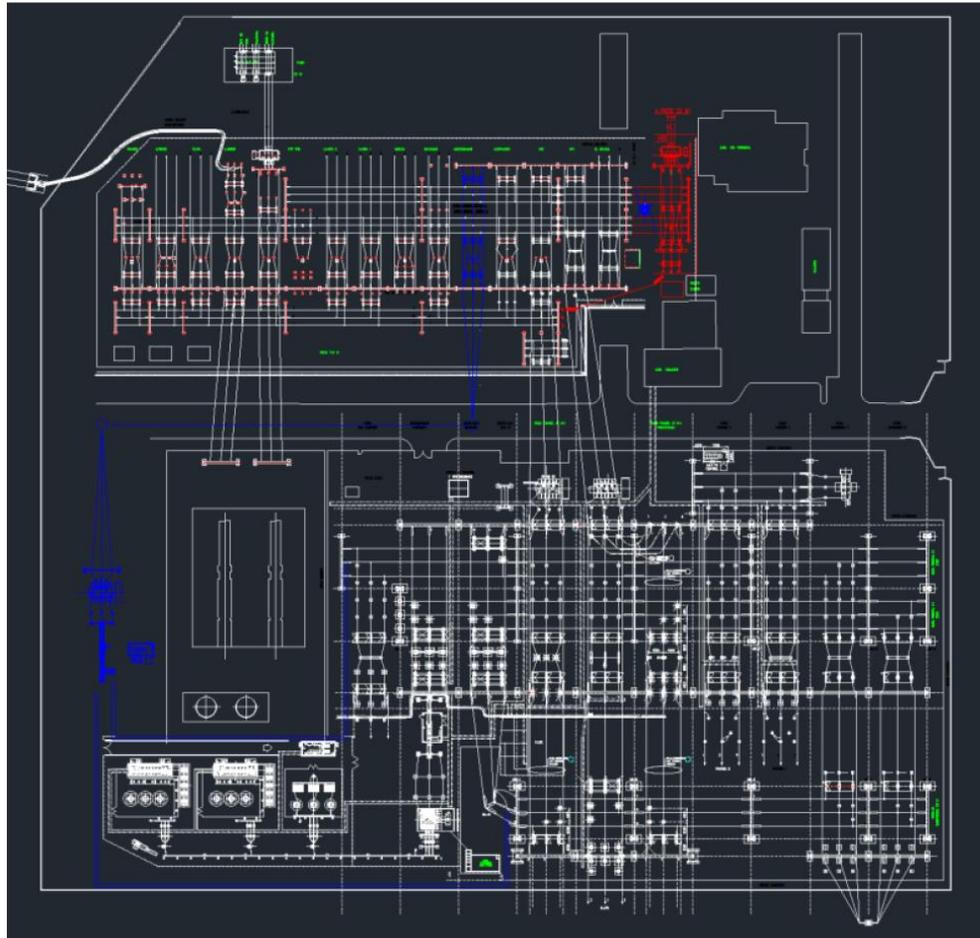
Figura 27

Anexo 4. Diagramas S/E Tinguiririca



Figura 28

Anexo 5. Diagramas S/E Diego de Almagro



---

## E21 – CEC

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E21-01	Proyecto 213 No Recomendado: Ampliación S/E Quinta	<p>La CNE ha indicado que efectuó una revisión de la suficiencia de capacidad de los activos de la SE Quinta y que al 2026 no se verifica que la misma vaya a superar el 85% de su capacidad nominal.</p> <p>Respecto de lo anterior, CEC discrepa por cuanto ha presentado antecedentes basados en medidas reales y crecimiento esperado basado en solicitudes de conexión que sí permiten verificar lo anterior.</p> <p>El Coordinador en forma independiente de CEC ha identificado también la situación de insuficiencia de capacidad de SE Quinta, lo cual ha quedado constatado en las Propuestas al Plan de Expansión del años 2021 sección 6.10.5.2.1.6. En dicho caso el Coordinador ha recomendado el efectuar obras de aumento de capacidad que permitan superar la insuficiencia de capacidad de SE Quinta.</p>	<p>Dicho lo anterior, se solicita revisar la necesidad de la obra propuesta por CEC o alguna que funcionalmente tenga el mismo desempeño como la del Coordinador. Así mismo se solicita hacer entrega del detalle y respaldo del análisis que ha efectuado la Comisión respecto del proyecto propuesto por CEC y el Coordinador, y como el mismo permite obtener conclusiones distintas de los últimos.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, las instalaciones de transformación ubicadas en la S/E Quinta no alcanza el nivel de cargabilidad señalado por la empresa, razón que motiva su postergación para futuros procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>A lo anterior se suma el hecho de que, durante la etapa de análisis preliminar, se determinó que la obra propuesta por la empresa no cumple las condiciones mínimas para su incorporación, por lo que se requiere de una solución que permita resolver el problema de suficiencia que se presentará a futuro en la S/E Quinta (CEC), además de regularizar de una forma eficiente la conexión de las instalaciones que rodean el Tap Off Quinta, perteneciente a CGE.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, esta Comisión ha determinado que corresponde abordar conjuntamente las problemáticas de conexión de las instalaciones señaladas y de suficiencia de la S/E Quinta, de manera de incorporar al plan de expansión una solución que sea eficiente económicamente y que abarque los diversos requerimientos descritos.</p>

---

## E22 – Colbún

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E22-01	7.3.4.2 Distribución del parque de generación.	En el Informe se realiza un ajuste por demanda equivalente a 1.080 MW de centrales de punta (Tabla 7.5: Instalación de potencia de punta (MW) - segundo ajuste por demanda) para cada EGPT. Sin embargo, este ajuste no es considerado en el plan de obras de generación utilizado para cada escenario.	Incluir en cada EGPT (numerales 7.3.4.3 7.3.4.4 - 7.3.4.5 - 7.3.4.6 - -7.3.4.7) la instalación correspondiente de centrales de punta.	Se acoge la observación.  Se modificaron las tablas señaladas de acuerdo con lo indicado.
E22-02	7.3.4.2 Distribución del parque de generación	El Informe, de acuerdo a lo mostrado en sus tablas desde la 1 a la 5, no considera la entrada en servicio de ninguna Central al Sistema Eléctrico Nacional para los años 2022-2023. Estimamos que esto equivale a 6.700 MW de proyectos declarados en construcción o en gestión actual ante el coordinador, de acuerdo a carta DE00279-22, que debiesen considerarse en el caso base de la proyección del SEN, previa aplicación de los escenarios energéticos del PELP.	Incluir como parte del escenario base, previa aplicación de los escenarios energéticos definidos en cada EGPT (numerales 7.3.4.3 7.3.4.4 - 7.3.4.5 - 7.3.4.6 - 7.3.4.7) la instalación de centrales en gestión actual ante el coordinador eléctrico nacional.	No se acoge la observación.  Del análisis de los antecedentes de la carta DE00279-22 del Coordinador, se advierte que, entre el 2022 y 2023, entrarán en operación 4.576 MW, de los cuales el proceso de planificación de la transmisión considera un monto 3.353 MW en fechas de entrada en operación diferente a las indicadas en la carta referida (el proceso de planificación utiliza los antecedentes conforme lo establece el artículo 78 del reglamento de planificación).  Adicionalmente, en la tabla 7.2 del ITP se muestra que diversos proyectos asociados a licitaciones de suministro de clientes regulados, durante el 2022 y 2023, suman 1460 MW, y la tabla 7.3 informa que, para los mismos años, los proyectos que utilizarán terrenos licitados por el Ministerio de Bienes Nacionales suman 1069 MW.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				En conclusión, el proceso de planificación considera un ingreso de generación al año 2023 de 5882 MW.
E22-03	7.3.2 proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional	Se indica que la demanda en el año base (2021) es 73.941 GWh/año. De la información disponible en la página web del Coordinador se puede desprender que la demanda el año 2020 habría sido del orden de 74.879 GWh/año, Corregir la demanda considerada en el año base del estudio ya que sería sobre un 1,3% inferior a la demanda real del año 2021	Ajustar la demanda real del año base (2021) al valor real informado por el coordinador eléctrico nacional.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Lo solicitado no corresponde a una modificación que esta Comisión deba realizar de acuerdo con lo establecido en el Reglamento, por lo que lo requerido por la empresa no es pertinente en esta instancia.</p> <p>Por otra parte, durante el mes de enero 2022, esta Comisión publicó la previsión de demanda 2021-2041, la que muestra un comportamiento similar a la previsión 2020-2040 para el año base, donde el nuevo valor es de 73816 GWh (solo 0.16% menor al de la previsión 2020-2040), por lo que no se observa motivo alguno para modificar la demanda del año 2021 de la simulación.</p>
E22-04	3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	El Informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE)”. En el punto 3.2.2.1 se encuentra la descripción general de la obra y en el punto 3.2.2.3 se muestra su VI referencial que asciende a US\$ 211.155.235	Incorporar detalle de costos de los equipos considerados en el valor referencial de Tabla 9.2: Valor de Inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional para el caso proyecto NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La tabla incorporada en el título 9 del informe indica los componentes de la valorización, individualizando las distintas partidas que componen el valor de inversión referencial. Adicionalmente, en el Anexo de ingenierías conceptuales referenciales</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Dado que es una obra que implica una nueva tecnología en el sistema, se solicita mayor detalle respecto al valor de inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional, en particular respecto a los supuestos de costos para los sistemas de almacenamiento y la fecha considerada para la inversión.</p>	<p>PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE.</p>	<p>se especifica el alcance, componentes, equipo y consideraciones que se tomaron en cuenta en la definición de la obra observada.</p>
E22-05	<p>8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE</p>	<p>El informe Técnico Preliminar (ITP) promueve la obra “3.2.2 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE”.</p> <p>De acuerdo con el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el artículo 102° establece:</p> <p>“...Se podrán incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía que permitan aumentar la capacidad segura de transmisión o suministrar la demanda de clientes finales donde se verifique que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas convencionales de infraestructura de transmisión no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.”</p>	<p>Incorporar detalle de costos de los equipos considerados en el valor referencial de Tabla 9.2: Valor de Inversión de la Obra Nueva del Sistema de Transmisión Nacional para el caso proyecto NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE.</p> <p>Incorporar los análisis que demuestran que solución presentada es la más eficiente para el sistema, y no existe otra solución (convencional por ejemplo).</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La solución alternativa al proyecto en cuestión corresponde a la propuesta presentada por la empresa Enel Green Power, que consiste en una nueva Línea de Transmisión entre las SS/EE Parinas y Polpaico, cuya evaluación no arrojó mejores resultados que la obra observada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		En ese sentido, creemos que el informe debería incorporar la evaluación de las otras alternativas de solución posible y demostrar que el Sistema de Almacenamiento es la mejor alternativa.		

---

## E23 – Coordinador Eléctrico Nacional

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E23-01	AMPLIACIÓN EN S/E PARINACOTA (BS)	<p>En S/E Parinacota se encuentra actualmente en ejecución la obra de ampliación zonal del DE418-2017 "Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota" que contempla la construcción de una barra de transferencia en 66 kV. Luego, la ampliación de la citada barra debiese considerarse en la descripción del alcance de la obra propuesta.</p> <p>Lo anterior, con el objetivo de mantener la configuración de barras de la S/E y dar cumplimiento al artículo 47 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p>	<p>En la sección 3.1.1.1 se propone considerar la siguiente redacción: "La obra consiste en la ampliación de la barra principal, barra de transferencia e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la Subestación Parinacota, cuya configuración corresponde a Barra Principal y Barra de Transferencia (BP+BT), para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra Seccionamiento Línea 1x66 kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota".</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se modifica la descripción de la obra observada, ya que efectivamente la configuración de la barra en 66 kV de la subestación Parinacota corresponde a barra principal y barra de transferencia.</p>
E23-02	TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE	<p>Esta obra presenta una dependencia constructiva con la obra decretada mediante el DE 4-2019, que establece la Obra "Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido Primer circuito", el que, de acuerdo con la información de la plataforma del Servicio de Evaluación Ambiental (<a href="https://www.sea.gob.cl/">https://www.sea.gob.cl/</a>), mantiene su Estudio de Impacto Ambiental en proceso de evaluación.</p>	<p>Se propone revisar la compatibilidad temporal de ambas obras, o postergar su promulgación, dada la situación actual de la obra en ejecución,</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se revisó la compatibilidad temporal de la obra observada con la nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, que se</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			debido a que una licitación bajo estas condiciones introduce incertidumbre a los participantes del proceso.	encuentra en un grado de desarrollo prematuro, concluyéndose que la incorporación del segundo tendido de la línea en el presente plan de expansión en forma condicionada al desarrollo de proyectos de generación produce, naturalmente, una dilación en el inicio de su proceso de licitación, debido a que se deberá cumplir la condición establecida para que se pueda producir su licitación. Sin embargo, a raíz de los análisis realizados por esta Comisión a partir de las observaciones recibidas, la obra en cuestión es retirada del presente plan de expansión para ser analizada en futuros procesos, en particular, debido que su postergación entregaría mejores rendimientos económicos, al presentarse beneficios netos negativos en los primeros años de operación, por lo que su eventual incorporación al plan de expansión se evaluará en futuros procesos.
E23-03	AMPLIACIÓN EN S/E LOICA (IM)	La obra contempla la ampliación de S/E Loica, que presenta dependencia constructiva con la obra decretada mediante el DE 231-2019 "Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo". De acuerdo a los antecedentes disponibles en el Servicio de Evaluación	Se propone revisar la compatibilidad temporal de ambas obras, o postergar su promulgación, dada	Se acoge parcialmente la observación.  Esta Comisión reconoce que se podrían generar inconvenientes a

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Ambiental ( <a href="https://www.sea.gob.cl/">https://www.sea.gob.cl/</a> ), el estatus de dicha obra se encuentra No Calificada por Término Anticipado del procedimiento de evaluación de impacto ambiental de la DIA presentada por Colbún S.A.	la situación actual de la obra en ejecución, debido a que una licitación bajo estas condiciones introduce incertidumbre a los participantes del proceso.	la hora de efectuar el proceso de licitación de la obra debido a lo indicado por el Coordinador en su observación. Sin embargo, se ha optado por mantener la obra en el presente plan de expansión, con la finalidad de que se licite lo antes posible, una vez que se den las condiciones mínimas que el Coordinador estime necesarias para el buen desarrollo del proceso.
E23-04	AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS (NTR ATAT)	<p>1.- Se advierte la necesidad de revisar esta obra en función de la solución de ingeniería que se encuentra en licitación para la obra de ampliación decretada en el DE 185-2021 en S/E Entre Ríos. Lo anterior, con el objetivo que el nuevo banco de autotransformadores contemple su conexión en la media diagonal de 500 kV que quedará disponible por concepto de ampliación en S/E Entre Ríos (DE 185), lo que iría en línea con el crecimiento óptimo de la subestación, permitiendo disponer del nuevo banco contiguo al existente. Por el lado de 220 kV se propone que se contemple la ampliación de la barra en dirección poniente para la conexión del nuevo banco, no afectando el crecimiento futuro de la instalación. De lo contrario quedaría sin posibilidad de ampliación por uno de los patios, de 220 kV o 500 kV.</p> <p>2.- Adicionalmente, debe tenerse presente que existe una solicitud ingresada al Coordinador en la Plataforma de Acceso Abierto, asociada al proyecto Parque Eólico Pemuco, solicitada por Engie Energía Chile S.A., que eventualmente podría tomar la posición indicada en el ITP como disponible, con lo que se reafirma la necesidad de</p>	<p>1.- Se recomienda acoger la propuesta del Coordinador, concebida para la instalación del segundo banco de autotransformadores y con ello coordinar su posición con la obra NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN S/E ENTRE RÍOS (STATCOM AT) del DE 185-2021, que completaría la diagonal en 500 kV.</p> <p>2.- Se propone la siguiente redacción en la Sección 8.1.1</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a los antecedentes presentados, se modifica la descripción de la obra. Sin embargo, con motivo de un ajuste en la modelación de las restricciones de transmisión utilizadas para la evaluación, los nuevos resultados obtenidos muestran que la obra en cuestión cumple con los criterios de eficiencia requeridos para su incorporación, pero que su postergación resultaría aún más beneficiosa, razón por la que se decide retirar del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ampliación de barras en 220 kV. El patio 220 kV de S/E Entre Ríos cuenta con una única posición disponible, en la cual se desarrollará la conexión del proyecto PE Pemuco (180 MW) con Número Único de Proyecto (NUP) 2161 de la empresa Engie Energía Chile S.A. El citado proyecto fue presentado al Coordinador con fecha 27 de julio de 2020 (carta DE05544-20) y se encuentra con su proceso de acceso abierto en curso. Ver <b>¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.0.</b></p> <p>Adicionalmente, interfiere con la obra "NUEVA LÍNEA 2X500 KV ENTRE RÍOS - CIRUELOS, ENERGIZADA EN 220 KV", del Decreto 4/2019 y cuya modificación se propone en el punto 5.1.1 del ITP, ver Figura 30. Para evitar la interferencia de obras se recomienda la ampliación de la barra 220 kV de S/E Entre Ríos.</p>	<p>Ampliación en S/E Entre Ríos: "La obra "Ampliación en S/E Entre Ríos" consiste en el aumento de capacidad de la Subestación Entre Ríos, mediante la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes, y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. El nuevo banco de autotransformadores compartirá la unidad de reserva con el banco actualmente instalado en la Subestación Entre Ríos."</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E23-05	NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGUIRRE	<p>1.- La propuesta es de características similares a un automatismo tipo ERAG que actúa sobrepasando la capacidad N-1 de los tramos del sistema de transmisión nacional en el corredor Parinas-Lo Aguirre 500 kV, con lo cual no cumple con lo indicado en los Artículos 5-5 y 5-6 de la NTSyCS.</p> <p>2.- Los tramos del sistema de transmisión nacional en 500 kV entre Parinas y Lo Aguirre constituyen la columna vertebral del sistema de transmisión del SEN en la zona norte al centro del país. Por ende, es esencial que su operación no ponga en riesgo la seguridad de servicio global, ya que su salida de servicio podría provocar un black out en el sistema completo. En consecuencia, es fundamental asegurar el cumplimiento del criterio N-1 establecido en la NTSyCS.</p> <p>3.- En este sentido, la obra no se plantea como un sistema de control de flujos de potencia que podría transferir excedentes de potencia y energía con un desplazamiento espacial y temporal.</p> <p>4.- El proyecto no cuenta con estudios sistémicos detallados, en un ambiente de simulación en el dominio del tiempo, que demuestren su operación segura y confiable para el SEN. Existe un estudio sistémico del proyecto presentado por Transelec desarrollado en la herramienta DigSILENT, pero éste corresponde a un sistema BESS entre las Subestaciones Parinas y Polpaico, y por ende no incluye el tramo Polpaico-Lo Aguirre propuesto por en el informe de la CNE.</p> <p>5.- Los estudios del consultor Estudios Eléctricos, a solicitud de Transelec, fueron realizados considerando la operación del sistema en julio de 2023. Sin embargo, la fecha más probable de entrada del proyecto sería en julio de 2026. Eso significa que el nivel de congestión (potencia</p>	<p>1.- Descartar o reformular esta obra a través de un diseño robusto y con estándar de confiabilidad superior, que se ajuste a lo establecido en la NTSyCS respetando el criterio N-1, y cuya factibilidad sea verificada mediante estudios técnicos-económicos detallados, ya que de la forma en la que se encuentra planteada podría poner en riesgo la seguridad global del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).</p> <p>2. Se propone reemplazar por un sistema de control de flujos, el cual mantiene la operación del sistema respetando el criterio N-1 del sistema de</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto propuesto permite respetar el criterio N-1, otorgando al operador el tiempo necesario para adaptar el despacho en caso de ser necesario. Además, el proyecto propuesto por esta Comisión opera exactamente como se expresa en el segundo punto de la propuesta del Coordinador en su observación, es decir, este es un sistema con el cual, frente a contingencias simples en la zona de interés, el sistema de almacenamiento ubicado en la S/E Parinas absorberá los excedentes de generación y el sistema de baterías en la Región Metropolitana (S/E Lo Aguirre) inyectará la energía necesaria para suplir la energía que ya se transportará por las líneas de transmisión desde el norte al centro del país.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>recortada) y su duración (horas) serán mayores en 2026, respecto de 2023, y la robustez de sistema inferior dado los mayores niveles de energía renovables en el norte del país, lo que implica que el riesgo que enfrentará el sistema será mayor dada la mayor duración de las congestiones esperadas y la mayor vulnerabilidad del sistema ante perturbaciones.</p> <p>6.- La distancia entre las Subestaciones Parinas y Lo Aguirre es de aproximadamente 1.140 kilómetros y cuenta con seis tramos de líneas de 500 kV doble circuito, además de un sistema de 220 kV en paralelo, con tramos de entre dos y cuatro circuitos en diversas secciones. Lo anterior hace muy complejo el sistema de control del automatismo que sería necesario diseñar para hacer operar el sistema en forma confiable y segura.</p> <p>7.- El tiempo de operación de los BESS de 15 minutos es muy reducido, considerando que el sistema tendrá que utilizar la reserva en giro disponible en la zona centro sur luego de los 15 minutos, realizando un redespacho de unidades generadoras de mayor costo variable después de ese tiempo y reponer las reservas (hidráulicas) que se hubieren utilizado.</p> <p>8.- Es necesario verificar mediante estudios específicos los criterios de estabilidad frente a fallas en el sistema de transmisión, en particular la contribución a la estabilidad transitoria angular y de tensión considerando el BESS del lado emisor debiese estar descargado para operar satisfactoriamente de ser necesario. Asimismo, no se encuentran verificada la velocidad de respuesta de los BESS y si esta respuesta es suficiente para mantener la estabilidad del sistema.</p> <p>9.- Es importante destacar que esta solución no se ha implementado en la práctica aún, por lo tanto, no existe</p>	<p>transmisión 500 kV Parinas - Lo Aguirre, donde se absorbe, mediante BESS, el excedente de potencia y energía en el lado emisor, y se suple esa misma potencia y energía mediante otro BESS en el lado receptor .</p> <p>3. Un proyecto como el propuesto en el punto 2 puede ser desarrollado por el promotor como un sistema de transmisión dedicada, pagado por las empresas que perciben los beneficios por evitar los impactos económicos privados derivados de congestiones, sin necesidad de afectar a los consumidores del SEN.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>evidencia de su correcto funcionamiento para la configuración propuesta. Como referencia internacional, en Alemania se están instalando sistemas de control de flujos de potencia en líneas de transmisión, denominado Grid Booster, a nivel de proyectos pilotos, que actúan como un sistema que mantiene la operación del sistema respetando el criterio N-1, donde se absorbe, mediante BESS, el excedente de potencia y energía en el lado emisor, y se suple esa misma potencia y energía mediante otro BESS en el lado receptor, correspondiendo en la practica a tomar medidas de redespacho y en ningún caso a degradar los niveles de seguridad del sistema, ya que, mediante ese esquema de control de flujos, no se sobrepasan los niveles de transferencia N-1, siendo los excedentes de potencia y energía balanceados en tiempo real por los BESS localizados en los extremos del sistema de transmisión.</p> <p>10.- La implementación de nuevas tecnologías como la propuesta, con una compleja lógica de monitoreo y control en tiempo real, puede requerir de nuevas exigencias normativas en cuanto a los sistemas de comunicación, redundancia, esquemas de control y bloqueos de seguridad, con la finalidad de no subestimar las especificaciones que se deban incorporar en una eventual licitación, lo cual podría elevar el valor de inversión propuesto.</p> <p>11.- Finalmente, desde el punto de vista regulatorio, un sistema de control de flujos de potencia, y también algún automatismo que no vulnere la seguridad global, para llevar excedentes de generación desde un punto a otro del sistema deber ser considerado como un sistema de transmisión dedicado, pagado por los generadores que tienen los beneficios por aumentar sus costos marginales</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		de inyección (en el lado emisor – norte) y reducir sus costos marginales de retiro (en el lado receptor – centro sur). No tiene lógica económica sacrificar la seguridad de servicio del sistema, con un riesgo sobre el abastecimiento de la demanda eléctrica a los consumidores finales, y que, además, sean los propios consumidores quienes tengan que pagar los costos de inversión (en este caso USD 211 millones).		
E23-06	SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA	<p>En el ITP 2021, Capítulo 7.4.4, página 112 en adelante se puede observar lo siguiente respecto de la metodología:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- No considera el elemento de la densidad de la demanda, como lo señala en su séptimo párrafo, ya que la demanda sólo se incluye en la estimación de Energía No Suministrada (ENS) como un consumo promedio, y no refleja la densidad de esta respecto al resto de instalaciones. Por otro lado la evaluación a través de ENS, si bien permite estimar el efecto de una obra en términos del abastecimiento de energía, no mide la necesidad de los clientes finales, si no que genera propuestas en base a que si las instalaciones fallan lo suficiente se puede justificar una obra, ignorando el riesgo de una eventualidad y el efecto en el suministro de clientes y su nivel de demanda.</li> <li>- En específico, la CNE en sus evaluaciones por ENS y Costo de Falla de Corta Duración (CFCD), asume que la tasa de falla en condición con proyecto ideal y teórica de 0%, sin embargo si bien debiese reducir las fallas y la ENS, siempre existirá un riesgo de falla que generará ENS en todo el horizonte.</li> <li>- Mantiene el N-1 en las instalaciones que ya lo poseen y no se hace cargo de aquellos puntos de suministro sin N-1, con densidades de demanda similares en otras zonas</li> </ul>	Se solicita reemplazar la obra recomendada por la obra propuesta por el Coordinador "Nueva Línea 1x66 kV Arica - Pukará", que entrega mayores beneficios que la obra evaluada por CNE.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra de seccionamiento de la línea 1x66 kV Arica - Chapiquiña en la S/E Parinacota, así como la obra Nueva Línea 1x66 kV Arica - Pukará, fueron evaluadas cada una por sí sola, resultando que ambas generaban beneficios y, por tanto, se debía optar por la incorporación de una u otra para efectos de dar solución a la problemática de seguridad detectada.</p> <p>No obstante lo anterior, en la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización, se determinó que no es factible construir una línea entre las SS/EE Arica y Pukará, dado los problemas de espacio que impiden ampliar estas instalaciones para incorporar los nuevos paños de línea, razón que motivó la incorporación de la obra observada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>del sistema, que ya poseen esta topología, estableciendo una distinción no justificada en el suministro de clientes. En este sentido, la planificación no es coherente para todos los sistemas de transmisión zonal el país.</p> <p>- En el caso de las líneas, utiliza en su evaluación de obras por seguridad, las fallas históricas en las líneas, por lo tanto una obra se justifica una vez estas instalaciones comienzan a fallar. El análisis realizado no se adelanta al requerimiento, sino que genera soluciones ex post, llegando tarde a las necesidades del sistema, lo cual no cumple con el Artículo 87º de la LGSE, en específico el literal a), sobre la minimización de los riesgos en el abastecimiento considerando eventualidades.</p> <p>Anexo 05: CFCD: Evaluaciones 01 y 02, muestran que la alternativa de la línea Arica - Pukará, muestra mayores beneficios con la evaluación de ENS*CFCD, sin embargo, no se especifica la razón por la cual se opta por la alternativa que no muestra beneficios.</p>		
E23-07	SECCIONAMIENTO CIRCUITO N°1 LÍNEA 2X110 KV AGUA SANTA – LAGUNA VERDE EN S/E LOS PLACERES Y AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X110 KV TAP PLACERES - LOS PLACERES	<p>En caso de confirmarse la necesidad de esta obra, se advierte que S/E Los Placeres en su situación actual, no dispone de barra en 110 kV, por lo que para viabilizar el proyecto propuesto se requiere incorporar como parte del alcance la construcción de la barra 110 kV incluyendo todas las obras asociadas e individualizar la cantidad de posiciones necesarias para la conexión de la LT que será seccionada así como la conexión de los dos (2) transformadores existentes.</p> <p>Adicionalmente, se propone considerar una configuración de barras con redundancia suficiente de tal manera de dar cumplimiento al Artículo 47 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño dese Instalaciones de Transmisión.</p>	Se solicita revisar la definición de la obra considerando los antecedentes de su situación actual, en cumplimiento de la normativa vigente.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De manera similar a lo indicado en la respuesta E25-05, las instalaciones existentes que fueron diseñadas bajo un estándar de confiabilidad inferior a lo exigido hoy, y que son intervenidas mediante obras de expansión, no necesariamente alcanzarán el estándar requerido actualmente, ya que, al no ser diseñadas para ello, o no resulta factible su ejecución, o bien resulta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>altamente ineficiente en términos económicos.</p> <p>Dado lo anterior, Comisión busca encontrar un equilibrio entre mejorar las condiciones de seguridad y suficiencia del Sistema Eléctrico mediante la incorporación de obras de ampliación, procurando cumplir lo más fielmente posible la normativa actual, teniendo a la vista las consideraciones señaladas. Esta situación se da especialmente en lo referente a la incorporación de barras de transferencia, lo que muchas veces no resulta factible en una instalación existente, como es el caso de la S/E Placeres. Sin embargo, la obra de expansión sí contempla la incorporación de paños de línea, de modo tal que se mejoraren las condiciones de seguridad de la instalación.</p> <p>Finalmente, es del caso señalar que, al igual que lo indicado en la respuesta E25-05, el pretender el cumplimiento cabal de la normativa vigente en términos de diseño, para aquellas instalaciones que fueron concebidas bajo estándares inferiores, puede</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>significar el tener que dismantelar estas instalaciones y construir otras nuevas que cumplan la normativa y que reemplacen a las dismanteladas, o bien mantener estas instalaciones sin posibilidad de ser intervenidas, lo cual representa una evidente ineficiencia, toda vez que muchas de las subestaciones zonales fueron desarrolladas en lugares en los que hoy sería sumamente complejo construir una instalación de esta naturaleza, por su cercanía con la demanda, lo que resulta muy valioso en términos del abastecimiento de la misma.</p> <p>En otras palabras, tal como se ha señalado en otras respuestas, la regularización de instalaciones por sí sola no es un objetivo del plan de expansión en los casos en que las instalaciones existentes están en cumplimiento de los estándares vigentes al momento de su entrada en operación.</p>
E23-08	AMPLIACIÓN EN S/E LEYDA (NTR ATMT)	1.- Se observa que en la descripción del alcance del proyecto propuesto no se especifica si se debe ampliar la barra e instalaciones comunes de 110 kV de subestación, para permitir la conexión del nuevo transformador o bien si el nuevo transformador se conectará a la barra en 110	Se propone la siguiente redacción en la Sección 4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra:	Se acoge la observación.  La observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la que solicita modificar el numeral

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>kV existente en la subestación.</p> <p>2.- De acuerdo con la información técnica disponible, se observa que en S/E Leyda existe una (1) posición disponible en 110 kV. Adicionalmente, debe tenerse presente que la solicitud de acceso abierto asociada al proyecto denominado "Parque Fotovoltaico Leyda (Solek)" cuyo punto de conexión es en S/E Leyda 110 kV se encuentra en estado "autorizado para declararse en construcción". Con lo anterior, se advierte y reafirma la necesidad de incorporar en el alcance del proyecto la ampliación de barras en 110 kV.</p> <p>La barra 110 kV de S/E Leyda cuenta con una única posición disponible denominada paño "H3", en la cual fue autorizada la conexión del proyecto PF Leyda (80 MW) con Número Único de Proyecto (NUP) 1717 de la empresa Solek Desarrollo SpA. El citado proyecto fue presentado ante el Coordinador con fecha 30 de diciembre de 2019 (carta OP03629-19) y autorizado para declararse en construcción el 12 de noviembre de 2021 (carta DE05685-21), ver Figura 31. Para evitar la interferencia de la obra con el proyecto autorizado se recomienda evaluar la ampliación de la barra 110 kV de S/E Leyda.</p>	<p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Leyda mediante la instalación de un nuevo transformador 110/13,2 kV y 20 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes, y sus respectivos paños de transformación en ambos niveles de tensión.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto contempla la ampliación de la barra 110 kV para la conexión del nuevo transformador."</p>	<p>4.1.1.1 del Sistema E, "Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)", incorporando en el alcance de la obra la ampliación de la barra de 110 kV es acogida por la Comisión. Así, en consideración al estado de avance de la solicitud de acceso abierto presentada por el Parque Fotovoltaico Leyda en la Subestación Leyda, esta Comisión modificará el alcance de la obra mencionada en el Informe Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021, de acuerdo con lo solicitado en la observación.</p>
E23-09	AMPLIACIÓN EN S/E LA ESTRELLA (BS)	<p>El proyecto PE Litueche (95 MW) de Engie Energía Chile S.A. realizará una ampliación de la barra dedicada 110 kV de la S/E La Estrella, dicho proyecto fue presentado ante el Coordinador bajo el régimen de acceso abierto con fecha 24 de junio de 2020 (carta DE04919-20) y se encuentra actualmente en etapa de evaluación.</p> <p>Se recomienda señalar que la obra 4.1.4 "Ampliación en</p>	<p>Se propone la siguiente redacción en la Sección 4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra:</p> <p>"El proyecto consiste</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes presentados por las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se decide</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		S/E La Estrella (BS)” debe considerar en su ingeniería la ampliación que será realizada bajo la titularidad de Engie para el proyecto PE Litueche.	en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 110 kV de la subestación La Estrella, cuya configuración corresponde a barra simple, para dos nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión de la obra nueva “Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche – La Estrella”. El proyecto deberá considerar en su ingeniería la ampliación de barra que será desarrollada por Engie Energía Chile S.A. para la conexión del proyecto PE Litueche (95 MW)."	<p>mantener la descripción de la obra junto a su alcance y el propietario de la subestación indicado en el Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el Anexo de ingenierías conceptuales referenciales se hace mención a lo solicitado, es decir, se señala el alcance y consideraciones que se tomaron en cuenta en la definición de la obra observada, indicando que ambos desarrollos (obra observada y proyecto ejecutado por Engie) deben ejecutarse de manera coordinada entre las partes.</p>
E23-10	AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 1X154 KV LOS VIÑEDOS – TINGUIRIRICA Y AMPLIACIÓN EN S/E TINGUIRIRICA	En relación con el cambio de acometida del circuito que resulta del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, el cual se prevé conectar al patio de 220 kV de la subestación, en configuración interruptor y medio, se recomienda incorporar en el análisis del alcance de la obra la existencia de una	Se propone la siguiente redacción en la Sección 4.1.9.1 Descripción general y ubicación de la obra:	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes entregados por parte de las empresas y el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>solicitud en la plataforma de acceso abierto, asociada al proyecto Parque Los Llanos Solar solicitado por Lader Energy Chile SpA con estado "Elaboración Informe de Autorización de Conexión Preliminar", la que eventualmente podría tomar la posición indicada en el ITP como disponible.</p> <p>El patio 220 kV de S/E Tinguiririca cuenta con una única posición disponible, en la cual se desarrollará la conexión del PF Los Llanos Solar (250 MW) con Número Único de Proyecto (NUP) 1999 de la empresa Lader Energy Chile SpA. El citado proyecto fue presentado ante el Coordinador con fecha 12 de mayo de 2020 (carta OP00964-20) y se encuentra con su proceso de acceso abierto en curso. Ver Figura 32 Para evitar la interferencia de la obra con el proyecto autorizado se recomienda evaluar la ampliación de la barra 220 kV de S/E Tinguiririca.</p>	<p>"Adicionalmente, el proyecto contempla la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio 220 kV en una diagonal, el cambio de acometida del circuito que resulta del seccionamiento de la línea 1x154 kV Tinguiririca – San Fernando, la cual se encuentra actualmente conectada al patio de 154 kV en subestación Tinguiririca, de forma tal que dicho circuito se conecte al patio de 220 kV de dicha subestación, en configuración interruptor y medio, completando la media diagonal disponible en el patio mencionado."</p>	<p>Coordinador Eléctrico Nacional, se decide eliminar la obra del presente plan de expansión.</p>
E23-11	AMPLIACIÓN EN S/E LOS MAQUIS (NBPS+BT), NUEVO	1. Se recomienda omitir del alcance la cantidad de posiciones en las que se debe ampliar la barra que se citan el punto 4.1.11.1, correspondiente a siete (7)	Se propone la siguiente redacción en el apartado	Se acoge parcialmente lo observado.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA	<p>posiciones. Lo anterior, debido a que dependiendo de los requerimientos particulares del proyecto y de los terrenos colindantes podría ser necesario modificar la orientación de alguna de las instalaciones actualmente conectadas y existentes.</p> <p>2.- Se solicita incorporar dentro del alcance y descripción del proyecto la modificación de las acometidas necesarias para la construcción del proyecto y el cumplimiento normativo del mismo.</p> <p>3.- Se solicita indicar que el proyecto contempla la adquisición de terreno para la ejecución de las obras.</p>	<p>4.1.11.1 primer párrafo "El proyecto consiste en la ampliación de las barras principales e instalaciones comunes y la construcción de una nueva barra de transferencia en el patio de 66 kV de la subestación Los Maquis, tal que su configuración corresponda a barra principal seccionada y barra de transferencia, extendiendo las barras principales, de manera de permitir la conexión de un transformador de poder 66/13,2 kV, el seccionamiento de la línea 2x66 kV Itahue – Talca, la construcción de un paño seccionador de barra, la construcción de un paño acoplador y la conexión de nuevos</p>	<p>Se mantiene la descripción de la obra indicando la cantidad de posiciones que deben construirse para cumplir su alcance, y así se pueda saber cuántas posiciones estarán disponibles para la conexión de futuros proyectos.</p> <p>Además, se modifica la descripción de la obra indicando que se debe reubicar el paño asociado a la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé, de manera de lograr que la instalación mantenga un carácter armónico y se posibilite el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.</p> <p>Respecto a la solicitud de indicar que el proyecto considera la compra de terreno, en el título 9 del Informe Técnico Final se incorporan las valorizaciones referenciales para cada obra de expansión, señalándose en el numeral 2.5 de las tablas el concepto de "Servidumbre", dando cuenta de la necesidad de la compra de terreno, según corresponda en cada caso.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			proyectos en la zona, reutilizando cuando sea posible la infraestructura existente. El proyecto contempla, la compra de terreno, la modificación de las acometidas de las líneas e instalaciones existentes, de ser necesario, para la correcta ejecución del proyecto".	
E23-12	AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM)	<p>Se recomienda evaluar la incorporación de esta obra dada su dependencia constructiva con el proyecto actualmente en ejecución "SUBESTACIÓN NUEVA CAUQUENES 220/66 kV" (NUP 1081). Lo anterior, considerando el estado de avance de su ejecución.</p> <p>Como antecedente, el citado proyecto reporta atrasos en la ingeniería de detalle de la SE, en la evaluación del EIA en el SEA y en la realización de la servidumbre voluntaria o iniciar la concesión eléctrica, lo que refuerza lo anterior. Se recomienda efectuar una revisión de propiedad de la obra que se cita en la tabla 4.6 del ITP-2021, dado que CGE corresponde al propietario de S/E Cauquenes.</p>	Se propone evaluar la compatibilidad temporal de ambos proyectos, según la situación actual del proyecto en ejecución.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional, en lo referente al mérito de la incorporación de la obra 4.1.12 del Sistema E, "Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)" en el presente Plan de Expansión, en vista de la dependencia constructiva existente con la obra "Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)", esta Comisión no acoge la solicitud de realizar cambios en la obra, en cuanto se remite a lo indicado en el artículo 126 del Reglamento de Transmisión y Planificación, donde</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>se establece que el Coordinador deberá realizar el llamado a licitación de todas las Obras de Ampliación, salvo aquellas que dependan de la adjudicación o ejecución de Obras Nuevas u otras Obras de Ampliación con las que se encuentran relacionadas.</p> <p>Así, esta Comisión considera que es deber del Coordinador determinar el momento adecuado para ejecutar la licitación, teniendo en consideración los condicionamientos de las obras y la dependencia constructiva de las mismas. En ese sentido, es preciso recordar que la obra en Nueva Cauquenes cumple ambas características, es decir, está sujeta a condición (tanto en su ejecución, como en su licitación) y, por otra parte, tiene dependencia constructiva con las obras del Decreto Exento N° 418 ("Subestación Nueva Cauquenes 220/66 kV").</p> <p>De esta forma, la obra "Ampliación en S/E Cauquenes (IM)" se mantiene en el actual Plan de Expansión 2021, con la finalidad de que sea licitada con la mayor</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>premura posible en cuanto se den las condiciones técnicas mínimas para su licitación.</p> <p>Por otra parte, en lo referente a la actualización del propietario de la obra, esta Comisión concuerda con realizar una revisión del propietario y reasignar la obra "Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)".</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el propietario de la obra a Mataquito Transmisora de Energía S.A.</p>
E23-13	AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO 220 KV (BS) (DE185/2021)	<p>1.- 'SE Celulosa Pacífico, instalación dedicada, cambiará su calificación al ser intervenida por este proyecto, lo anterior implica que su actual esquema de barra simple no cumplirá con el Artículo 47 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, por lo que se recomienda incorporar en el análisis del proyecto la modificación de la topología de barra simple existente por concepto de confiabilidad y conforme a NTSyCS.</p> <p>2.- Se recomienda indicar en la descripción del alcance si la futura Línea 1x220 kV La Invernada-Celulosa Pacifico utilizará la posición y equipamiento asociado al paño de línea existente en la subestación, así como también mantener la redacción indicada en el DE185-21 referente a la construcción del paño de línea para la línea 1x220 kV Epuleufu - Celulosa Pacífico y la modificación de la</p>	Se propone la siguiente redacción para el punto 5.2.1.1 segundo párrafo "El proyecto consiste en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 220 kV de la subestación Celulosa Pacífico, cuya configuración corresponde a barra simple, de manera de permitir la conexión	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por el Coordinador Eléctrico Nacional relativa a la incorporación de una barra de transferencia en alta tensión en ciertas obras de ampliación del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2021, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>acometida de la misma línea para tales efectos.            3.- Se sugiere tener presente en la definición del alcance de la obra, la existencia de un proyecto con solicitud de acceso abierto para una posición adicional. Con lo anterior, la posición prevista estaría desde ya comprometida, sin oportunidad de conexión para futuros proyectos en la zona.</p>	<p>de la línea 1x220 kV Epuleufu – Celulosa Pacífico, con su respectivo paño de línea mediante la modificación de su acometida, la conexión de la línea 1x220 kV La Invernada – Celulosa Pacífico, en la posición del paño de línea existente en la instalación utilizando el equipamiento disponible para ello, y la conexión, de al menos, un nuevo proyecto en la zona.". La redacción propuesta debe ser complementada con la incorporación de la barra de transferencia, según los resultados del análisis correspondiente.</p>	<p>Comisión no concuerda con lo propuesto, ya que la incorporación de una barra de transferencia en los casos indicados no se justifica y no es obligatoria, según lo que se desprende del referido Anexo Técnico. A saber, el Anexo Técnico establece en su artículo transitorio 118 que "En el caso de <u>las instalaciones existentes</u> a la fecha de publicación del presente Anexo Técnico, los proyectos que cuenten con una solicitud de acceso abierto aprobada por el Coordinador en el proceso correspondiente en conformidad a los artículos 79° y 80° de la Ley, las obras de expansión respecto de las cuales se haya efectuado el llamado a licitación, y aquellas cuya ejecución se haya autorizado en conformidad al inciso segundo del Artículo 102° de la Ley, no será necesario realizar adecuaciones producto de las exigencias del referido Anexo Técnico" (énfasis agregado), lo que implica que las instalaciones existentes, tal como las del caso en análisis, no deben adecuarse ni invertir necesariamente en el desarrollo de las instalaciones de transmisión</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>producto solo de la entrada en vigencia del anexo.</p> <p>Dicho de otro modo, no es necesario que las instalaciones se adecúen a las nuevas exigencias de diseño, en la medida que éstas cumplan con la normativa aplicable en la época en que entraron en operación. En conformidad a lo anterior, las obras de ampliación deben considerar adecuaciones al Anexo Técnico solo en la medida de que éstas se justifiquen de acuerdo a los criterios de planificación establecidos en el Reglamento de Planificación y en el presente IT, y solo en caso de que la mejora de los estándares de confiabilidad de las instalaciones signifique un beneficio técnico-económico para los clientes finales, considerando que dichas obras son remuneradas por éstos a través de las respectivas tarifas.</p> <p>Ahora bien, respecto de las obras de ampliación contenidas en el ITP, esta Comisión, consciente de la exigencia establecida en la normativa vigente, analizó los beneficios resultantes de la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>incorporación de la barra de transferencia en las subestaciones y evaluó si era factible su construcción, resultando que dicha incorporación no es factible en su ejecución y, en otros casos, no resulta beneficiosa del todo respecto de su valorización, lo que constituye razones suficientes para no incorporar la barra de transferencia como parte de las obras de ampliación.</p> <p>Respecto de la solicitud de precisar cómo quedarían las acometidas de las líneas, esta Comisión concuerda con lo solicitado, por lo que se modifica la descripción de la obra de manera de que quede más claro su alcance. Además, se pone a disposición de los interesados la ingeniería conceptual referencial de la obra para un mejor entendimiento de ella.</p>
E23-14	Ampliación en S/E Kimal	<p>El Coordinador considera que no es factible postergar la obra utilizando como justificación la falta de los antecedentes que tenga la instalación ampliada o el evitar interferencias entre empresas constructoras, puesto que la obra está planteada justamente para la conexión de los enlaces de la S/E Convertora HVDC Nueva Kimal. A la fecha en la que se decretó la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" la subestación no contaba con</p>	Incluir en el plan de expansión la obra Ampliación en S/E Kimal.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se analizó nuevamente la obra propuesta, incorporando algunos antecedentes adicionales asociados al proceso de licitación del proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre. Sin embargo, esta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>posiciones disponibles en 220 kV para la conexión de los enlaces y tampoco se consideró explícitamente la ampliación de las barras de S/E Kimal para la conexión de estos en dicho decreto de expansión ni en las respectivas bases de licitación. Por lo tanto, es necesario que la ampliación necesaria surja a través del proceso de planificación.</p> <p>Adicionalmente, en caso de postergarse esta obra y si se declarase desierta su licitación, se corre el riesgo de que los plazos no permitan construir la obra a tiempo para la conexión con la S/E Nueva Kimal.</p>		<p>Comisión mantiene su posición en cuanto a postergar la incorporación de una obra de expansión en la S/E Kimal, debido, principalmente, a que su incorporación en el próximo proceso de planificación de la transmisión no debiera interferir en el buen desarrollo del proyecto señalado, de modo que es preferible tomar la decisión con la mejor información posible y en el momento más oportuno.</p>
E23-15	Normalización de S/E Tap Off El Manzano	<p>Los proyectos fueron presentados por el Coordinador para dar cumplimiento al artículo 3-3 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y el artículo 47 del anexo técnico "Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión".</p> <p>Entre las propuestas del Coordinador, destaca el caso del tramo 2x220 kV Polpaico - El Salto que cuenta con dos dobles derivaciones en sus circuitos producto de la conexión de las SS/EE Chicureo y El Manzano. La falla de dicha línea afecta el suministro de la Región Metropolitana a nivel de 220 kV. En el caso de S/E Tap El Manzano 220/23kV, esta no cuenta con equipos de maniobra que permitan aislar una falla en sus barras de 220 kV. Adicionalmente, una normalización de la S/E Tap El Manzano permitiría disponibilizar instalaciones para acoger nuevos proyectos de generación en la zona.</p>	- Se solicita incorporar como urgente la normalización de la S/E El Manzano 220/23kV.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La S/E Tap El Manzano corresponde a una instalación de transmisión dedicada, por lo que no corresponde al Plan de Expansión su normalización para efectos de cumplir con la normativa vigente. Sin embargo, es del caso señalar que esta Comisión continuará buscando nuevas soluciones que permitan regularizar las conexiones de instalaciones en derivación al STN, en particular, en aquellos casos en donde se observe afectación a clientes sometidos a regulación de precios como resultado de la ocurrencia de contingencias simples que se propaguen sin</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				control. Asimismo, dichas obras deben ser consistentes con los criterios de eficiencia establecidos en el respectivo Informe Técnico.
E23-16	Compensación de Reactivos En SSEE Zonal D.	<p>Para el desarrollo de su propuesta, el Coordinador realizó un análisis de las instalaciones, elaboró una metodología y realizó sus recomendaciones de compensación de potencia reactiva en diversas subestaciones. Si bien existe la posibilidad de que estos proyectos sean llevados adelante por los propietarios, existe el riesgo de que estas obras no se realicen debido a las señales respecto de la remuneración de las instalaciones de transmisión existentes.</p> <p>Adicionalmente, es importante destacar que de no incluir esta compensación de reactivos, el déficit que presenta el Zonal D seguirá profundizándose, lo cual afecta la calidad de suministro en la zona y expone al sistema a condiciones de riesgo.</p> <p>De no tomar en consideración la instalación de estos equipos de compensación reactiva, aumentará las necesidades de reactivos hacia el sistema de transmisión en alta tensión, instalaciones que en muchos casos no tienen espacio para nueva compensación. Además, se debe considerar que la instalación de estos BBCC son necesarios para la adecuación del Zonal D, considerando la incorporación futura del proyecto HVDC entre S/E Kimal y S/E Lo Aguirre.</p>	- Incluir la compensación de reactivos en el plan, considerando la instalación de un total de 139 MVAR distribuidos en las siguientes subestaciones: Ver Figura 33.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión comparte la preocupación del Coordinador por los eventuales déficits de potencia reactiva en el Sistema en general, razón por la cual se han ido incorporando equipos de compensación reactiva capacitiva como parte de algunas obras de expansión en los sistemas zonales (en particular). Sin embargo, esta Comisión no comparte la estrategia que se propone para proceder a la incorporación de estos equipos, principalmente, en atención a la ineficiencia inherente que significa intervenir una cantidad importante de instalaciones diversas, para ejecutar obras de alcance acotado, optando más bien por su ejecución en conjunto con otras obras de expansión dentro de las mismas instalaciones.</p> <p>Lo anterior es sin perjuicio de que se puedan presentar situaciones</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				excepcionales, en donde pueda resultar pertinente incorporar obras de alcance acotado para atender alguna situación específica que no se pueda solucionar por otra vía.
E23-17	Nuevo Transformador en S/E El Melón	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la unidad T2 alcanza el 85% de su capacidad el año 2027	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	Ver respuesta a observación E07-04.
E23-18	Nuevo Transformador en S/E Las Piñatas	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, el único transformador de esta S/E alcanza el 88% de su capacidad el año 2023	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	Ver respuesta a observación E07-02.
E23-19	Nuevo Transformador en S/E San Sebastián	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, el transformador alcanza el 85% de su capacidad el año 2026	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	Ver respuesta a observación E07-02.
E23-20	Nuevo Transformador en S/E Los Placeres	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la unidad T2 alcanza el 85% de su capacidad el año 2023	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	No se acoge la observación.  De acuerdo con la proyección de demanda enviada por el Coordinador en su propuesta 2021, los transformadores T1 y T2 de S/E Placeres tendrían una cargabilidad menor al 85% al año 2026, lo que es consistente con lo que esta Comisión visualiza para dicho año. Por lo tanto, al no cumplirse el criterio de seguridad ni suficiencia, no se incorpora la obra señalada.
E23-21	Nuevo Transformador en S/E Peñablanca	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la única unidad operativa alcanza el 85% de su capacidad el año 2024	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	Ver respuesta a observación E07-06.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E23-22	Nuevo Transformador en S/E Reñaca	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la unidad T2 alcanza el 85% de su capacidad el año 2024	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con la proyección de demanda enviada por el Coordinador en su propuesta 2021, los transformadores T1 y T2 de S/E Reñaca tendrían una cargabilidad menor al 85% al año 2026, lo que es consistente con lo que esta Comisión visualiza para dicho año. Por lo tanto, al no cumplirse el criterio de seguridad ni suficiencia, no se propone la obra.</p>
E23-23	Nuevo Transformador en S/E San Pedro	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la unidad T2 alcanza el 85% de su capacidad el año 2025	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con la proyección de demanda con la que cuenta esta Comisión, la S/E San Pedro no cumple con los criterios de seguridad ni suficiencia para ser considerada una obra de ampliación de capacidad. Por lo tanto, no se incorpora esta obra.</p>
E23-24	Aumento de Capacidad en S/E Andes	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la unidad T2 alcanza el 85% de su capacidad el año 2027	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	<p>No se acoge la observación</p> <p>De acuerdo con las proyecciones de demanda y los análisis realizados por esta Comisión, no se observan problemas de suficiencia en las unidades de transformación de esta Subestación Primaria de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Distribución (SPD), de modo que no corresponde la incorporación de la obra en cuestión.
E23-25	Aumento de Capacidad en S/E Carrascal	De acuerdo a las proyecciones de demanda del Coordinador, la subestación sobrepasa el 85% de uso de sus transformadores el año 2026	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	No se acoge la observación  De acuerdo con las proyecciones de demanda y los análisis realizados por esta Comisión, no se observan problemas de suficiencia en las unidades de transformación de esta Subestación Primaria de Distribución (SPD), de modo que no corresponde la incorporación de la obra en cuestión.
E23-26	Ampliación S/E Cachapoal	Dada la configuración de la red de distribución de la zona, no será posible realizar los traspasos de carga desde los alimentadores de S/E Cachapoal hacia la nueva S/E El Guindal incluida en el ITP	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	No se acoge la observación.  Los antecedentes analizados muestran que los crecimientos de demanda de la zona se encontrarían más cercanos a la actual S/E Machalí, motivo por el cual se definió la incorporación de la nueva S/E El Guindal, proyectándose un crecimiento acotado de la demanda asociada a la S/E Cachapoal, en atención, principalmente, a la geografía del entorno, la que presenta barreras naturales que impiden un mayor desarrollo.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E23-27	Aumento de capacidad línea 2x110 kV Los Almendros – Florida. Tramo La Reina – Florida	De acuerdo a los analisis del Coordinador, esta línea supera el 85% de su capacidad a partir del año 2026 en el escenario Verano -Día	Se solicita incorporar el proyecto al plan.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los resultados de los análisis desarrollados por esta Comisión difieren de lo señalado por el Coordinador, no presentándose problemas de suficiencia en la instalación en cuestión.</p> <p>Por otra parte, de acuerdo a los antecedentes que maneja esta Comisión, a la fecha no se encuentra definido el lugar de emplazamiento definitivo de la nueva S/E Baja Cordillera, lo que impediría el normal desarrollo del proceso de licitación de la obra, razón por la cual se posterga cualquier análisis que involucre esta instalación.</p>
E23-28	Ampliación S/E La Esperanza 66/13,2 kV	<p>La obra "Ampliación en S/E La Esperanza" del DE418/2017 se ha licitado y en el último de los procesos de licitación, no recibió ofertas.</p> <p>De acuerdo con el diagnóstico del Coordinador, el transformador de 15 MVA 69/18,8 kV ya ha superado el 85% de su carga y se espera que alcance el 100% al año 2026.</p> <p>Para dar solución a la suficiencia de la subestación se requiere de forma urgente un proyecto alternativo que pueda materializarse.</p>	Se recomienda la inclusión de una obra alternativa.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dados los resultados de los procesos de licitación asociados a la obra de expansión señalada, esta Comisión estima que los tiempos en que se requiere una solución de expansión no resultan compatibles con los del presente proceso de planificación, de modo que se deberá resolver mediante el mecanismo de obras urgentes establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E23-29	Aumento de Capacidad en S/E Piduco 66/15 kV	<p>La obra "Aumento de capacidad en S/E Piduco" del DE418/2017 se ha licitado y en el último de los procesos de licitación quedo desierta por valor máximo.</p> <p>De acuerdo con el diagnóstico del Coordinador, el transformador Piduco 66/15 kV T2 ya ha superado el 85% de su carga y se espera que supere el 100% al año 2025. Para dar solución a la suficiencia de la subestación se requiere de forma urgente un proyecto alternativo que pueda materializarse.</p>	Se recomienda la inclusión de una obra alternativa.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los análisis que ha desarrollado esta Comisión, la futura S/E El Ruil debiera tomar la carga adicional que se proyecta para la S/E Piduco, de modo que no se requeriría incorporar una obra adicional en el presente proceso de expansión.</p>
E23-30	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	<p>La obra "Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares" del DE293/2018 se ha licitado en 2 procesos y en el último quedo desierta por valor máximo.</p> <p>De acuerdo al diagnóstico del Coordinador, altas inyecciones en las centrales PMG y PMGD en la zona provocarían la saturación de la línea. Para dar solución a la suficiencia de la línea se requiere de forma urgente un proyecto alternativo que pueda materializarse.</p>	Se recomienda la inclusión de una obra alternativa.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra fue propuesta por motivos de seguridad en el abastecimiento de la demanda de la zona alimentada por la S/E Chacahuín. Al respecto, el análisis de factibilidad de la obra arrojó una serie de dificultades asociadas al eventual trazado de la línea, así como de disponibilidad de espacios para su conexión en la S/E Linares, de modo que será analizada nuevamente en el marco del proceso de planificación correspondiente al año 2022, con el propósito de realizar una revisión más profunda del estado actual y proyectado de las instalaciones involucradas, así como de otras posibles opciones</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de expansión.</p> <p>Finalmente, 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. En otras palabras, 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 realizar 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.</p>

Figura 29

# Anexos Coordinador E23

Figura 30

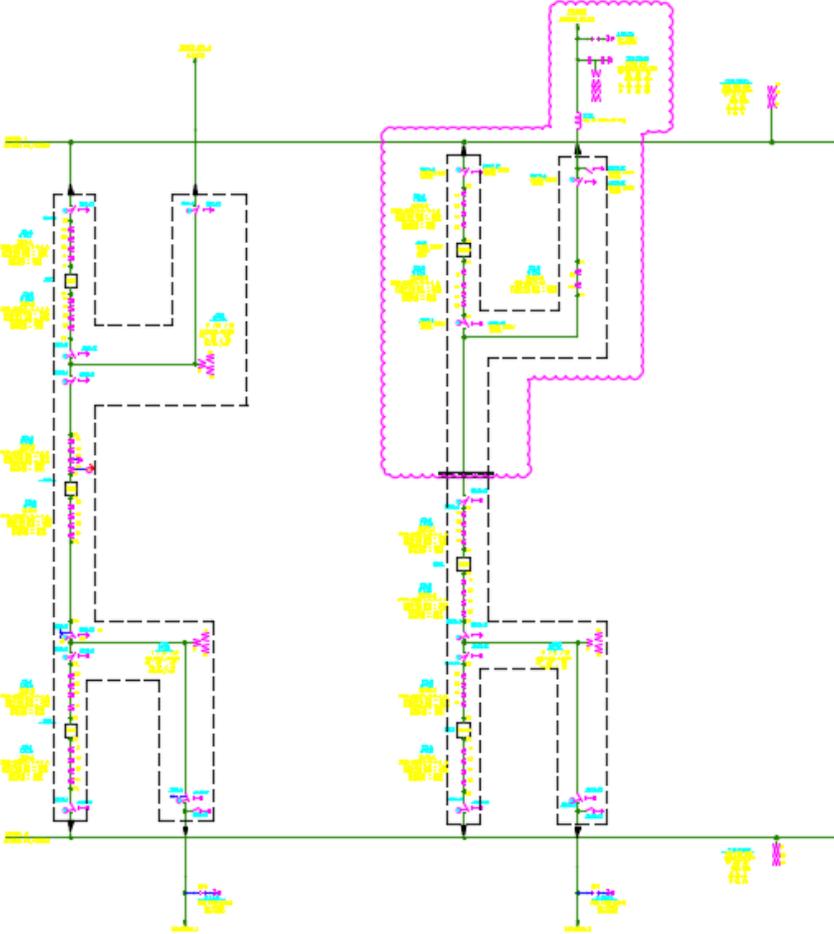


Figura 31

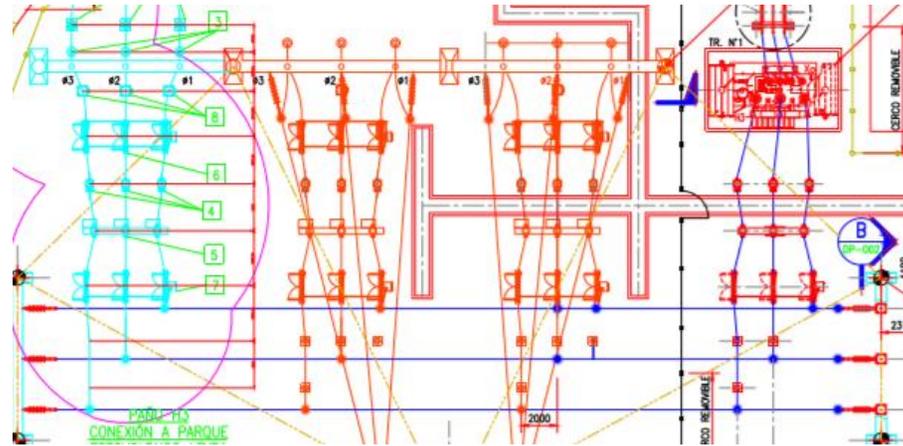


Figura 32

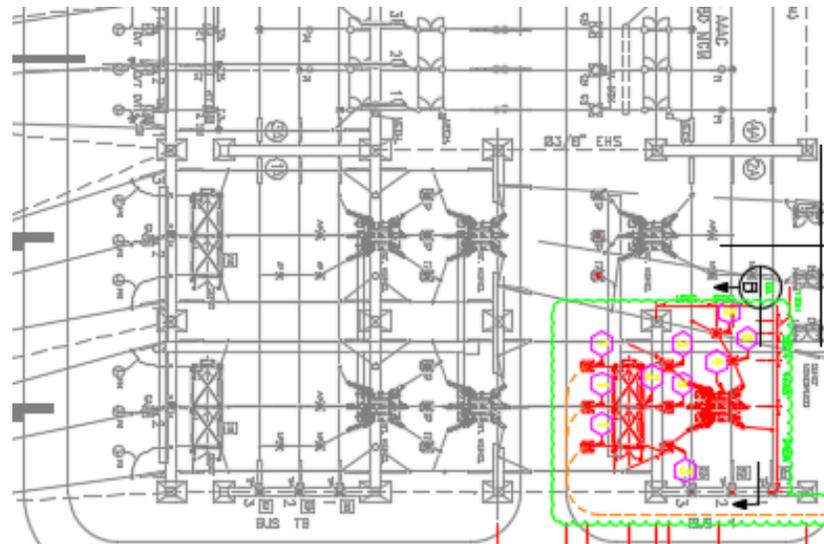


Figura 33

<b>Subestaciones</b>	
Alonso de Córdova	San Bernardo
Batuco	San Cristóbal
Chacabuco	Santa Elena
Los Boza	Santa Marta
Los Dominicos	Santa Raquel
Recoleta	Vitacura

---

## E24 – CGE

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E24-01	Sistema B. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)	<p>1.- El proyecto debe contemplar la construcción de la barra y paño de transferencia de 110 kV para dar cumplimiento con lo establecido en el Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>2.- 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.</p> <p>3.- Alcance del proyecto debe contemplar la construcción un paño que interconecte las secciones de barras de 13,2 kV existente con la nueva sección de barra proyectada.</p> <p>4.- Para el emplazamiento de las nuevas instalaciones se requiere comprar terreno.</p> <p>5.- Debido a la compra de terreno se debe modificar plazo de ejecución del proyecto a 36 meses.</p> <p>6. 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</p>	<p>Sistema B. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE relativa a la incorporación de una barra de transferencia en alta tensión en ciertas obras de ampliación del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2021, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta Comisión no concuerda con lo propuesto, ya que la incorporación de una barra de transferencia en los casos indicados no se justifica y no es obligatoria, según lo que se desprende del referido Anexo Técnico. A saber, el Anexo Técnico establece en su artículo transitorio 118 que "En el caso de las <u>instalaciones existentes</u> a la fecha de publicación del presente Anexo Técnico, los proyectos que cuenten con una solicitud de acceso abierto aprobada por el Coordinador en el proceso correspondiente en conformidad a los artículos 79° y 80° de la Ley, las obras de expansión respecto de las cuales se haya efectuado el llamado a licitación, y aquellas cuya ejecución se haya autorizado en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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.</p>		<p>conformidad al inciso segundo del Artículo 102° de la Ley, no será necesario realizar adecuaciones producto de las exigencias del referido Anexo Técnico” (énfasis agregado), lo que implica que las instalaciones existentes, tal como las del caso en análisis, no deben adecuarse ni invertir necesariamente en el desarrollo de las instalaciones de transmisión producto solo de la entrada en vigencia del anexo. Dicho de otro modo, no es necesario que las instalaciones se adecúen a las nuevas exigencias de diseño, en la medida que estas cumplan con la normativa aplicable en la época en que entraron en operación.</p> <p>En conformidad a lo anterior, las obras de ampliación deben considerar adecuaciones al Anexo Técnico solo en la medida de que éstas se justifiquen de acuerdo con los criterios de planificación establecidos en el Reglamento, y solo en caso de que la mejora de los estándares de confiabilidad de las instalaciones signifique un beneficio técnico-económico para los clientes finales, considerando que dichas obras son remuneradas por éstos a través de las respectivas tarifas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Ahora bien, respecto de las obras de ampliación contenidas en el ITP, esta Comisión, consciente de la exigencia establecida en la normativa vigente, analizó los beneficios resultantes de la incorporación de la barra de transferencia en las subestaciones y evaluó si era factible su construcción, resultando que dicha incorporación no es factible en su ejecución y, en otros casos, no resulta beneficiosa del todo respecto de su valorización, lo que constituye motivo suficiente para no incorporar la barra de transferencia como parte de las obras de ampliación.</p> <p>En relación a la solicitud de modificar el numeral 4.1.1 del Sistema B, "Ampliación en Casas Viejas (NTR ATMT)", incorporando una nueva sala de comandos al alcance de la obra, así como también el paño acoplador de barras en media tensión, esta Comisión concuerda con lo solicitado. Conforme lo expresado anteriormente, se modificará el alcance de la obra de acuerdo a lo planteado.</p> <p>Respecto de la necesidad de compra de terreno y el aumento de plazo asociado a ello, esta Comisión concuerda con lo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>solicitado, por lo que hará modificaciones a la valorización referencial incorporando la compra de terreno, pero no aumentará el plazo de ejecución de la misma, por estimarse que lo relativo al terreno no incide en dicho plazo.</p> <p>En relación con la solicitud relativa a 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 aclara 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.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 respecto de la obra observada.
E24-02	Sistema E. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	<p>1.- Se requiere ampliar la sala existente de 110 kV de Chilquinta o construir una nueva sala de control de CGE Transmisión, para albergar los sistemas de protección, control y medidas para el paño de 110 kV asociado al nuevo transformador de poder de CGE Transmisión.</p> <p>2- El Proyecto debe contemplar el suministro y montaje de un banco de condensadores de 5 MVAR .</p> <p>3.- El Proyecto debe contemplar Suministro y montaje de transformadores de potencial para la nueva barra N°2 de 13,2 kV.</p> <p>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</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.1 Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la solicitud de modificar el numeral 4.1.8.1 del Sistema E, "Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)", esta Comisión la parcialmente, ya que, dado el grado de especificidad de lo solicitado, no todo corresponde que sea incluido dentro de la descripción general de la obra propuesta.</p> <p>Además de lo anterior, cabe señalar lo siguiente:</p> <p>1) De acuerdo a la información disponible en el Sistema de Información Pública del Coordinador Eléctrico Nacional -Infotécnica-, el equipamiento de la subestación pertenece a CGE Transmisión S.A., por lo cual se incluirá una nueva sala de control en la valorización y en la ingeniería conceptual de la obra.</p> <p>2) Según los análisis efectuados por esta Comisión, no se justifica el suministro y montaje de un nuevo banco de condensadores de 5 MVar en la Subestación Leyda por conceptos de estabilidad de tensión ni factor de potencia.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.		<p>3) El proyecto en media tensión ya contempla la inclusión de una celda de media tensión para incorporar equipos de medida, como en este caso particular, transformadores de potencial (TTPP).</p> <p>4) Los paños de alimentadores incorporados 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. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará la valorización e ingeniería conceptual de la obra mencionada, de acuerdo a lo solicitado, incorporando una nueva sala de control en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>
E24-03	Sistema E. Punto 4.1.2 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	1.- La subestación Buin cuenta con dos transformadores de 30MVA, por tanto, el proyecto de refuerzo debería permitir, al menos, energizar estos dos transformadores	Sistema E. Punto 4.1.2 Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con el análisis desarrollado por esta Comisión, la capacidad</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>más algún porcentaje de sobrecarga en contingencia. Por tanto, se debe considerar que el nuevo conductor permita una capacidad de transmisión de al menos 60MVA a 35°C con sol.</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021</p>	<p>definida para la línea en cuestión sería suficiente para abastecer ambas unidades, alcanzando una capacidad muy similar a la solicitada por la observante.</p>
E24-04	<p>Sistema E. Punto 4.1.3 Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)</p>	<p>1. El transformador de 10MVA que se indica en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión del año 2021, fue trasladado a la SE Villa Alegre el año 2013. Por tanto, se debe modificar la descripción del proyecto indicando que se trata de la habilitación de un nuevo transformador 66/15kV de 30MVA con CDDB.</p> <p>2.- El alcance del proyecto debe contemplar para el nuevo transformador de 30MVA una fundación con canaleta recolectora de aceite, muro cortafuego y foso separador agua aceite.</p> <p>3.- Debe considerar normalización del paño 66 kV hacia FFCC para permitir diferencial de barra exigida por Norma Técnica.</p> <p>4.- Con el objetivo de abastecer la demanda y mejorar la calidad de servicio de los consumos que son abastecidos desde SE Hospital, en el patio MT se debe contemplar la construcción de una nueva barra MT N°2 donde se conectará el nuevo transformador, con 5 posiciones nuevas de alimentadores</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.3 Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y valorización del proyecto "Ampliación en S/E Hospital (RTR ATMT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión concuerda con la solicitud de modificar el numeral 4.1.3 del Sistema E, "Ampliación en S/E Hospital (NTR ATMT)", indicando que el alcance de la obra debe contemplar la incorporación de un nuevo transformador de potencia de 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga más su fundación con canaleta recolectora, muro cortafuego y foso separador agua aceite,</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el alcance de la obra de acuerdo con lo solicitado.</p> <p>Respecto de la normalización del paño de 66 kV hacia FFCC, esta Comisión no concuerda en que deba ser incorporado al alcance de la obra, ya que aquello corresponde a una responsabilidad del propietario de esa instalación (línea</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en configuración barra simple, un juego de transformadores de potencial para medición en la barra, un paño acoplador entre la barra MT existente N°1 y la barra nueva MT N°2, 1 transformador de SS/AA y un BBCC de 5 MVar.</p> <p>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 cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		<p>hacia FFCC). Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará el alcance de la obra en términos de la normalización del paño.</p> <p>Respecto de la solicitud de que la obra debe contemplar la construcción de una nueva barra MT N°2 donde se conectará el nuevo transformador, con 5 posiciones nuevas de alimentadores en configuración barra simple, un juego de transformadores de potencial para medición en la barra, un paño acoplador entre la barra MT existente N° 1 y la barra nueva MT N° 2, un transformador de SS/AA y un BBCC de 5 MVar, esta Comisión concuerda con lo solicitado, excepto con la incorporación del banco de condensadores. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el alcance de la obra en los términos señalados.</p> <p>En cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de Acceso Abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>
E24-05	Sistema E. Punto 4.1.5 Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	<p>Conforme se observa en el número 4.1.5 del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2021, se considera la realización del proyecto “Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)”, la que considera su conexión a la obra nueva “Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva”.</p> <p>Al respecto, no es evidente que la realización del patio de 154 kV en SE Fuentecilla, y su asignación directa al propietario de la referida subestación, cumple con el criterio de competencia que debe considera el Plan de Expansión de la transmisión, conforme se establece en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.5 Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, no se debe incluir el proyecto "Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 y debe ser reemplazarlo por un proyecto del tipo nuevo+</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión estima que la empresa confunde en su observación la creación, a través del proceso de expansión de la transmisión, de condiciones que promuevan la competencia, a lo que se refiere el artículo 87° de la Ley, con la competencia que se debe dar en el proceso de licitación de obras nuevas y de ampliación que lleva adelante el Coordinador.</p> <p>Dicho lo anterior, corresponde aclarar que la definición acerca de si una necesidad de transmisión debe suplirse a través de una obra nueva o de ampliación, obedece a evaluaciones</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En atención a lo expuesto, se debe reemplazar el proyecto "Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)" por un proyecto de una "Nueva SE 154/66kV sector Fuentecilla/San Vicente de Tagua Tagua", a ubicarse en el sector donde están las subestaciones San Vicente de Tagua Tagua y Fuentecilla, de tal manera que permita disminuir los costos de implementación de una solución de largo plazo que permita abastecer los incrementos de demanda de la zona y mejorar la calidad de servicio, cumpliendo los criterios de competencia establecidos en la Ley.</p>		<p>técnicas en virtud de las cuales se determina qué tipo de obra representa una mejor solución, de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento. De esta manera, la consideración de las condiciones de competencia que deben darse en el proceso de licitación no es parte del análisis que se realiza para la definición de las obras.</p> <p>Finalmente, cabe señalar que la competencia corresponde a un medio para obtener suministros a mínimo precio para el cliente final por medio del proceso de licitación que lleva adelante el Coordinador. En este sentido, el hecho de duplicar instalaciones con la misma finalidad (en caso de que se incorporara la obra como nueva) va en sentido contrario a los criterios de eficiencia económica planteados en la Ley, de modo que no resulta válido lo planteado por la empresa.</p>
E24-06	Sistema E. Punto 4.1.6 Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	<p>Conforme se observa en el número 4.1.6 del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2021, se considera la realización del proyecto "Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)", la que considera su conexión a la obra nueva "Nueva Línea 2x154 kV Puquillay – Los Viñedos".</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.6 Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, no se debe incluir el proyecto "Ampliación en S/E</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión estima que la empresa confunde en su observación la creación, a través del proceso de expansión de la transmisión, de condiciones que promuevan la competencia, a lo que se refiere el artículo 87° de la Ley, con la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, no es evidente que la realización del patio de 154 kV en SE Puquillay, y su asignación directa al propietario de la referida subestación, cumple con el criterio de competencia que debe considerar el Plan de Expansión de la transmisión, conforme se establece en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos..</p> <p>En atención a lo expuesto, se debe reemplazar el proyecto "Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)" por un proyecto de una "Nueva SE 154/66kV sector Puquillay/Nancagua", a ubicarse en el sector donde están las subestaciones Nancagua y Puquillay, de tal manera que permita disminuir los costos de implementación de una solución de largo plazo que permita abastecer los incrementos de demanda de la zona y mejorar la calidad de servicio, cumpliendo los criterios de competencia establecidos en la Ley.</p>	<p>Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 y debe ser reemplazarlo por un proyecto del tipo nuevo</p>	<p>competencia que se debe dar en el proceso de licitación de obras nuevas y de ampliación que lleva adelante el Coordinador.</p> <p>Dicho lo anterior, corresponde aclarar que la definición acerca de si una necesidad de transmisión debe suplirse a través de una obra nueva o de ampliación, obedece a evaluaciones técnicas en virtud de las cuales se determina qué tipo de obra representa una mejor solución, de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento. De esta manera, la consideración de las condiciones de competencia que deben darse en el proceso de licitación no es parte del análisis que se realiza para la definición de las obras.</p> <p>Finalmente, cabe señalar que la competencia corresponde a un medio para obtener suministros a mínimo precio para el cliente final por medio del proceso de licitación que lleva adelante el Coordinador. En este sentido, el hecho de duplicar instalaciones con la misma finalidad (en caso de que se incorporara la obra como nueva) va en sentido contrario a los criterios de eficiencia económica planteados en la Ley, de modo que no</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				resulta válido lo planteado por la empresa.
E24-07	Sistema E. Punto 4.1.8 Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transelec)	<p>Conforme se observa en el número 4.1.8 del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2021, se considera la realización de la obra de ampliación "Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transelec)". De los alcances del proyecto, se desprende que quedarían fuera de servicio instalaciones del sistema de Transmisión Zonal que actualmente se encuentran en operación, tales como los 3 transformadores 154/66 kV de SE San Fernando y el resto de las instalaciones de 154 kV de propiedad de CGE Transmisión en dicha subestación.</p> <p>Al respecto, no es claro de qué forma la sustitución de instalaciones existentes por nuevas instalaciones responden a los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, que debe considerar la planificación de la transmisión, según se establece en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. En atención a lo señalado, se deben buscar opciones para modificar el alcance del proyecto (esto también se comenta para el Punto 4.2.5 del Sistema E), de tal forma que su construcción garantice el cumplimiento de los criterios de eficiencia económica y seguridad, lo que no es evidente cuando se dejan fuera de operación instalaciones</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.8 Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transelec)</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y alcance del proyecto "Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Viñedos - San Fernando (Transelec)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>resulta válido lo planteado por la empresa.</p> <p>No se acoge la observación.</p> <p>En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes entregados por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se ha decidido eliminar la obra del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>como los 3 transformadores 154/66 kV y todas las instalaciones de 154 kV de propiedad de CGE Transmisión en SE San Fernando.</p> <p>Una opción que se propone evaluar es que se habilite un doble circuito de 154kV entre SE San Fernando y SE Tinguiririca, aprovechando las instalaciones existentes de Transelec y de CGE Transmisión.</p>		
E24-08	<p>Sistema E. Punto 4.1.10 Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno</p>	<p>1.- Debido a la nueva configuración de paños de seccionamiento y doble alimentación a la S/E Chimbarongo, para cumplir con la Norma Técnica se requiere construir Barra y paño de Transferencia de 66 kV.</p> <p>2.- En patio MT proyectado, se requieren nuevos paños para conectar la Barra N°3 con las Barras N°1 y N°2.</p> <p>3.- Se debe normalizar las Barras N°1 y N°2 existentes, mediante la construcción de un nuevo patio de MT y trasladar los actuales paños de alimentadores ubicados en postes a este nuevo patio.</p> <p>4.- Para el emplazamiento de las nuevas instalaciones se requiere comprar terreno hacia el sur de la actual S/E.</p> <p>5.- Debido a la compra de terreno se debe modificar el plazo de ejecución del proyecto a 36 meses.</p> <p>6.- Se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión considerada en el proyecto tiene por objeto</p>	<p>Sistema E. Punto 4.1.10 Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y alcance del proyecto "Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1X66 kV San Fernando – Teno" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la observación presentada por la empresa CGE relativa a la incorporación de una barra de transferencia en alta tensión en ciertas obras de ampliación del Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión 2021, de acuerdo a las exigencias de confiabilidad establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, esta Comisión no concuerda con lo propuesto, ya que la incorporación de una barra de transferencia en los casos indicados no se justifica y no es obligatoria, según lo que se desprende del referido Anexo Técnico. A saber, el Anexo Técnico establece en su artículo transitorio 118 que “En el caso de las <u>instalaciones existentes</u> a la fecha de publicación del presente Anexo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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.</p>		<p>Técnico, los proyectos que cuenten con una solicitud de acceso abierto aprobada por el Coordinador en el proceso correspondiente en conformidad a los artículos 79° y 80° de la Ley, las obras de expansión respecto de las cuales se haya efectuado el llamado a licitación, y aquellas cuya ejecución se haya autorizado en conformidad al inciso segundo del Artículo 102° de la Ley, no será necesario realizar adecuaciones producto de las exigencias del referido Anexo Técnico” (énfasis agregado), lo que implica que las instalaciones existentes, tal como las del caso en análisis, no deben adecuarse ni invertir necesariamente en el desarrollo de las instalaciones de transmisión producto solo de la entrada en vigencia del anexo. Dicho de otro modo, no es necesario que las instalaciones se adecúen a las nuevas exigencias de diseño, en la medida que estas cumplan con la normativa aplicable en la época en que entraron en operación. En conformidad a lo anterior, las obras de ampliación deben considerar adecuaciones al Anexo Técnico solo en la medida de que estas se justifiquen de acuerdo con los criterios de planificación establecidos en el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Reglamento, y solo en caso de que la mejora de los estándares de confiabilidad de las instalaciones signifique un beneficio técnico-económico para los clientes finales, considerando que dichas obras son remuneradas por éstos a través de las respectivas tarifas.</p> <p>Ahora bien, respecto de las obras de ampliación contenidas en el ITP, esta Comisión, consciente de la exigencia establecida en la normativa vigente, analizó los beneficios resultantes de la incorporación de la barra de transferencia en las subestaciones y evaluó si era factible su construcción, resultando que dicha incorporación no es factible en su ejecución y, en otros casos, no resulta beneficiosa del todo respecto de su valorización, lo que constituye razones suficientes para no incorporar la barra de transferencia como parte de las obras de ampliación.</p> <p>En relación a la solicitud de modificar el numeral 4.1.10 del Sistema E, "Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando - Teno", incorporando nuevos paños en MT que conecten la nueva barra N° 3 a las barras N° 1 y N° 2</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>existentes al alcance de la obra, esta Comisión concuerda parcialmente con lo solicitado.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión modificará el alcance de la obra indicando que la nueva barra N° 3 se conecte a una de las dos barras existentes, dependiendo del lugar donde se emplace el nuevo transformador.</p> <p>Respecto de la normalización de las barras N° 1 y N° 2 del patio de media tensión, esta Comisión no concuerda con lo solicitado, ya que para definir el alcance y valorizar la normalización solicitada se debe contar con más información que la existente en Infotécnica del Coordinador, por lo que no incorporará lo solicitado en el alcance de la obra.</p> <p>Respecto de la necesidad de compra de terreno y el aumento de plazo asociado a ello, esta Comisión no concuerda con lo solicitado, ya que se observa mediante la visión aérea de la subestación que existe espacio suficiente para la incorporación de la obra. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará la valorización ni el alcance</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>de la obra de en términos de la compra de terreno.</p> <p>En cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en este punto.</p>
E24-09	Sistema E. Punto 4.1.11 Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y	1.- Para la nueva configuración de barras, el proyecto debe contemplar la construcción de los paños de 66 kV del transformador T1 66/13,2 kV existente y de la salida de la LT hacia Hualañé. Por lo tanto, la nueva configuración de barras debe contemplar la construcción 9 paños de 66kV más espacio	Sistema E. Punto 4.1.11 Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca  Considerando las observaciones	Se acoge parcialmente la observación.  En relación a la solicitud de modificar el numeral 4.1.11 del Sistema E, "Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue -

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	<p>para nuevos proyectos de la zona.</p> <p>2.- Para el emplazamiento de las nuevas instalaciones se requiere comprar terreno.</p> <p>3.- Debido a la compra de terreno se debe modificar el plazo de ejecución del proyecto a 36 meses.</p> <p>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.</p>	<p>indicadas, se debe modificar la descripción y alcance del proyecto "Ampliación en S/E Los Maquis (NBPS+BT), Nuevo Transformador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Talca", incorporando nuevos paños a propósito de la nueva configuración de la barra, esta Comisión no concuerda con lo solicitado, ya que manteniendo la configuración de barra actual, la cantidad de paños necesarios para cumplir con el alcance de la obra es suficiente con los 6 indicados en la descripción presente en el Informe Técnico Final.</p> <p>Respecto de la necesidad de compra de terreno y el aumento de plazo asociado a ello, esta Comisión concuerda con lo solicitado respecto de la adquisición de terreno para dar cumplimiento al alcance de la obra, pero no con la solicitud de aumento de plazo para su ejecución. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no modificará el plazo de ejecución de la obra, pero sí considerará la compra de terreno para su desarrollo.</p> <p>En cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en cuanto a este punto.
E24-10	Sistema E. Punto 4.1.12 Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)	1.- Subestación Nueva Cauquenes no es de propiedad de CGE Transmisión S.A.	Sistema E. Punto 4.1.12 Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)  Verificar el propietario del proyecto "Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.	Se acoge la observación.  Esta Comisión acoge la solicitud de actualizar el propietario de la obra 4.1.12 del Sistema E, "Ampliación en S/E Nueva Cauquenes (IM)" en el presente Plan de Expansión, la que será reasignada a Mataquito Transmisora de Energía S.A.
E24-11	Sistema E. Punto 4.2.4 Nueva Línea 2x154kV Fuentecilla - Malloa Nueva	1.- SE Malloa Nueva en la actualidad dispone de 3 posiciones disponibles de 154 kV, éstas fueron planificadas por CGE Transmisión de la siguiente manera: una posición para un futuro paño (y barra) de transferencia y dos posiciones para el seccionamiento de las	Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva  Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y alcance del	Se acoge parcialmente la observación.  En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes presentados por parte de la empresa, esta Comisión incorporará

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>líneas 2x154 kV Punta de Cortés-Tinguiririca. La nueva línea de 154 kV proveniente de SE Fuentecilla utilizaría dos posiciones que fueron planificadas por CGE Transmisión con otro propósito.</p> <p>2.- Por tanto, se debe modificar el alcance del proyecto considerando lo indicado en el punto anterior, de manera de permitir el desarrollo de la SE Malloa Nueva como estaba planificado inicialmente, lo que podría ser incorporado en futuros planes de expansión.</p>	<p>proyecto "Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>el seccionamiento de la línea 2x154 kV Punta de Cortés - Tinguiririca en subestación Malloa Nueva, pero no considerará en el alcance de la obra la construcción de la barra de transferencia solicitada, ya que se observa una factibilidad limitada para ello debido a la falta de espacio.</p>
E24-12	<p>Sistema E. Punto 4.2.5 Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos</p>	<p>Conforme se observa en el número 4.2.5 del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2021, se considera la realización de la obra nueva denominada "Nueva S/E Seccionadora los Viñedos". De los alcances del proyecto, se desprende que quedarían fuera de servicio instalaciones del sistema de Transmisión Zonal que actualmente se encuentran en operación, tales como los 3 transformadores 154/66 kV de SE San Fernando y el resto de las instalaciones de 154 kV de propiedad de CGE Transmisión en dicha subestación.</p> <p>Al respecto, no es claro de qué forma la sustitución de instalaciones existentes por nuevas instalaciones responden a los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, que debe considerar la planificación de la transmisión, según se establece en el artículo</p>	<p>Sistema E. Punto 4.2.5 Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos</p> <p>Considerando las observaciones indicadas, se debe modificar la descripción y alcance del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Los Viñedos" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes presentados por parte de las empresas y el Coordinador Eléctrico Nacional, se ha decidido eliminar la obra del presente plan de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. En atención a lo señalado, se deben buscar opciones para modificar el alcance del proyecto Nueva SE Viñedos, y las obras de ampliación asociadas a su ejecución, de tal forma que su construcción garantice el cumplimiento de los criterios de eficiencia económica y seguridad, lo que no es evidente cuando se dejan fuera de operación instalaciones como los 3 transformadores 154/66 kV y todas las instalaciones de 154 kV de propiedad de CGE Transmisión en SE San Fernando. Una opción que se propone evaluar es que se habilite un doble circuito de 154kV entre SE San Fernando y SE Tinguiririca, aprovechando las instalaciones existentes de Transelec y de CGE Transmisión.</p>		
E24-13	Sistema E. Punto 4.2.8 Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	<p>1.- En la descripción del proyecto se indica que "se contempla la construcción de un patio de 23 kV en configuración barra simple, contemplándose al menos, dos (2) paños para alimentadores y la conexión del transformador de poder 66/23 kV antes mencionado".</p> <p>2.- Con el objetivo de abastecer los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio de la zona, se deben considerar al menos 4 paños para alimentadores.</p> <p>3.- Además, se solicita aclarar que la salida de los alimentadores de media tensión</p>	<p>Sistema E. Punto 4.2.8 Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén</p> <p>Considerando la observación indicada, se debe modificar la descripción y alcance del proyecto Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén" en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En relación a la solicitud de modificar el numeral 4.2.8 del Sistema E, "Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquén", incorporando más alimentadores en el alcance de la obra, esta Comisión concuerda parcialmente con lo observado, reconociendo que es necesario incorporar espacio adicional para la construcción de dos paños futuros.</p> <p>Conforme lo expresado anteriormente,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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.</p>		<p>esta Comisión modificará el alcance de la obra de acuerdo a lo solicitado. En cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en cuanto a este punto.</p>
E24-14	Sistema E. Punto 4.2.9 Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	<p>1.- De acuerdo con lo indicado en el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021, la Nueva SE Monte Blanco permitirá descargar las subestaciones El Monte, El Paico y El Maitén, todas estas instalaciones tienen media tensión en 13,2kV. En algunos puntos del citado documento, se mencionan niveles</p>	<p>Sistema E. Punto 4.2.9 Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo</p> <p>Modificar y especificar, en todos los puntos que corresponda del Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En base a los análisis efectuados por esta Comisión y a los nuevos antecedentes presentados por parte de la empresa, se modifica el nivel de tensión de la obra observada.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de media tensión distintos, es por esto que debe ser revisado y especificado que la media tensión de la Nueva SE Monte Blanco debe ser 13,2kV.</p> <p>2.- Además, 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.</p>	<p>Año 2021, que en media tensión el proyecto "Nueva SE Monte Blanco" debe ser 13,2kV.</p>	<p>En cuanto a 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. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en cuanto a este punto.</p>
E24-15	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 42</p> <p>Aumento de Capacidad S/E El Maitén: Nuevo Transformador 66/13.2kV de 20MVA</p>	<p>Estamos de acuerdo en que el proyecto Nueva SE Monte Blanco es una solución que permitirá abastecer la demanda y mejorar la calidad de servicio en la zona que es atendido por SE El Maitén. Por lo que compartimos la necesidad de que este proyecto sea incorporado en el Plan de Expansión del año 2021.</p> <p>No obstante, considerando el plazo de</p>	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 42</p> <p>Aumento de Capacidad S/E El Maitén: Nuevo Transformador 66/13.2kV de 20MVA</p> <p>Incorporar en el Informe Técnico</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Como se describe en el IT, esta Comisión incorporó la obra "Nueva S/E Monte Blanco" que se encuentra destinada, entre otras cosas, a mitigar los problemas de suficiencia en la LT 1x66 kV El Maitén - El Monte, por medio de descargas a las subestaciones</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>licitación y de ejecución de proyectos nuevos, en particular en este caso de líneas de transmisión de 110kV, es necesario para garantizar el abastecimiento de la demanda de los consumos que son atendidos desde SE El Maitén, que en el Plan de Expansión 2021 se incorpore el proyecto de aumento de capacidad de transformación en SE El Maitén que CGE propuso a la Comisión Nacional de Energía.</p> <p>Para el análisis de demanda se debe considerar que hay 2 PMGD conectados que permiten recortar en ciertos períodos del día la demanda máxima. Sin ese aporte, el año 2021 la demanda máxima del transformador hubiese sido 8MVA. Por tanto, se estima que al año 2025 alcance del orden del 90%.</p> <p>Otro antecedente que se debe considerar es que, dada la capacidad del equipo y la demanda de los consumos que abastecen, se han tenido que implementar soluciones en distribución con impacto en pérdidas, como por ejemplo, tener que conectar a otras subestaciones consumos relevantes que por su ubicación deberían ser abastecidos por subestación El Maitén.</p> <p>Además, 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</p>	<p>Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 el proyecto "Aumento de Capacidad S/E El Maitén: Nuevo Transformador 66/13.2kV de 20MVA"</p>	<p>primarias de distribución, incluyendo a la S/E El Maitén.</p> <p>Lo anterior permitirá contar con mayor facilidad para el desarrollo de futuras obras de expansión en la zona, toda vez que existirá más de una posibilidad para abastecer la demanda en caso de ser necesario hacer desconexiones para la ejecución de las obras. Por esta razón se estima pertinente postergar la incorporación de nuevas obras de expansión en esta zona, cuya licitación podría resultar desierta por no presentarse las condiciones mínimas para la ejecución de trabajos, o bien porque el traspaso de los riesgos al VI ofertado vuelva ineficiente su adjudicación.</p> <p>Finalmente, en cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		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.		posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en cuanto a este punto.
E24-16	Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 50  Nueva SE Pichilemu y Nueva LT Alcones-Pichilemu	El sector de Pichilemu es energizado con 3 autotransformadores 23/13,2kV de 4MVA de capacidad nominal. Se espera un incremento de demanda del orden 4MVA, principalmente asociado al Proyecto de un nuevo Hospital y desarrollo inmobiliario. Ante la falla de uno de los autotransformadores mencionados, en ciertos períodos de demanda alta no sería posible abastecer completamente los requerimientos de los clientes, ocasionando interrupciones de suministro en la zona, lo que tendría un alto impacto especialmente en época estival. Como antecedente adicional, se debe tener presente que en periodos estivales se a requerido el uso de generación en la zona de Pichilemu a fin de poder abastecer el incremento de la	Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 50  Nueva SE Pichilemu y Nueva LT Alcones-Pichilemu  Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 el proyecto "Nueva SE Pichilemu y Nueva LT Alcones-Pichilemu"	No se acoge la observación.  Si bien esta Comisión entiende la problemática planteada, dado que esta se encuentra directamente asociada a requerimientos del sistema de distribución de la zona, se ha optado por postergar su análisis para futuros procesos, en los cuales sea posible aplicar lo señalado en el artículo 81 del Reglamento de Planificación.  En cuanto a 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 aclara que dichos equipamientos deberán ser

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>demanda.</p> <p>Es importante mencionar que la zona de Pichilemu se abastece en un nivel de tensión de 13,2kV, distinto al nivel de tensión nominal de 23kV de los alimentadores de distribución que provienen de SE Alcones. Por tanto, se requiere contar con una solución estructural y que entregue una solución a largo plazo.</p> <p>La Nueva SE Pichilemu 66/13,2kV de 15MVA permitirá continuar abasteciendo los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio en este sector.</p> <p>Además, 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</p>		<p>destinados a la conexión de alimentadores de media tensión cuyo objetivo sea abastecer las necesidades de suministro de clientes sujetos a fijación de precio. Sin perjuicio de lo anterior, la empresa concesionaria de distribución que quiera utilizar dichas posiciones, deberá solicitarlo mediante el procedimiento de acceso abierto que haya dispuesto el Coordinador Eléctrico Nacional para dichos efectos. Conforme lo expresado anteriormente, esta Comisión no realizará modificaciones en el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 en cuanto a este punto.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.		
E24-17	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 51</p> <p>SE Maria Pinto: Nueva subestación 110/13.8kV 15MVA.</p>	<p>La nueva SE María Pinto permita reducir la extensión de los alimentadores María Pinto y Lolenco que actualmente tienen longitudes superiores a los 72 [km] y 85 [km], respectivamente. De esta manera los clientes de las comuna de María Pinto contarán con una mejor calidad de suministro al reducir el impacto de las fallas en los alimentadores desde los cuales son suministrados e incorporar un respaldo por redes de media tensión que permitan continuar abasteciendo la demanda ante falla del actual transformador 110/13,2 [kV] de 30 [MVA] de SE Bollenar.</p> <p>Además, 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</p>	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 51</p> <p>SE Maria Pinto: Nueva subestación 110/13.8kV 15MVA.</p> <p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 el proyecto "SE Maria Pinto: Nueva subestación 110/13.8kV 15MVA"</p>	<p>Ver respuesta a la observación E26-16.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		General de Servicios Eléctricos, las cuales deberán ser evaluadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.		
E24-18	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 52</p> <p>Nueva LT 1x66kV Villarrica - Pucón</p>	<p>Actualmente, la SE Pucón solo puede ser energizada radialmente por la LT 1x66kV Villarrica-Pucon, ante escenarios de contingencia de esta línea no es posible abastecer la totalidad de la demanda mediante redes de distribución, y por ende, no es posible garantizar el abastecimiento de la demanda en la zona (principalmente en época estival).</p> <p>Por otra parte, dado los plazos de licitación y construcción de los proyectos de líneas de transmisión, más eventuales atrasos en su ejecución, es necesario que se incorpore en este Plan de Expansión 2021 un proyecto que venga a solucionar el problema mencionado.</p>	<p>Anexo 1: Proyectos no recomendados Punto 52</p> <p>Nueva LT 1x66kV Villarrica - Pucón</p> <p>Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2021 el proyecto "Nueva LT 1x66kV Villarrica - Pucón"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Dado que en la observación no se presentan nuevos antecedentes que justifiquen modificar lo señalado en el ITP, esta Comisión mantiene su decisión respecto de la obra propuesta.</p>

---

## E25 – SAESA

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E25-01	4. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, Sistema E 4.1.5 Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	En la descripción general de la obra, si bien no se especifica la tecnología de los patios de 154 y 66 kV (AIS o GIS), revisando la descripción de otros proyectos se entendería que corresponde a una tecnología AIS, sin embargo, dado lo ajustado de los espacios en el terreno de la futura SE Fuentecilla y ante la posibilidad de no poder adquirir los predios adyacentes se considera necesario dejar "abierta" la tecnología de los patios. Mayores antecedentes en documento anexo "Antecedentes Complementarios Obs Ampliación SE Fuentecilla".	Se solicita dejar "abierta" la tecnología del patio, pudiendo ser GIS, AIS o Híbrida, dependiendo de las condiciones verificadas en terreno.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En relación con la observación presentada por la empresa SAESA, en la que solicita modificar el numeral 4.1.5 del Sistema E, "Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)", indicando en la descripción que la obra puede realizarse con cualquier tecnología, esta Comisión concuerda con lo solicitado.</p> <p>Cabe destacar que, la descripción de la obra presentada en el Informe Técnico Preliminar en ningún caso condiciona o establece la tecnología que se debe usar para la ejecución, por lo que se considera "abierta" para los interesados, los cuales podrán presentar en el proceso de licitación respectivo la ingeniería que mejor represente el alcance de la obra en la tecnología que ellos definan.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y para que quede aún más claro, esta Comisión indicará en la descripción de la obra lo solicitado.</p>
E25-02	4. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, 4.1	Con este nuevo punto de inyección al sistema de transmisión zonal de 66 kV en el centro de carga, San Vicente de	Dado que el punto óptimo de alimentación para SE San Vicente de Tagua Tagua corresponde a SE	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En vista de los antecedentes</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	OBRAS DE AMPLIACIÓN, Sistema E 4.1.5 Ampliación en S/E Fuentecilla (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	Tagua Tagua; y la gran distancia existente entre San Fernando – La Ronda – San Vicente de Tagua Tagua, cerca de 25 km, es claro que el punto óptimo de alimentación para la subestación San Vicente de Tagua Tagua (ambos transformadores) es desde SE Fuentecilla, condición para la cual, de acuerdo con las capacidades de las líneas de transmisión del sistema de 66 kV a 35°C CS y las demandas sistémicas coincidentes, se producirían sobrecargas en el tramo Fuentecilla – San Vicente de T.T. 1x66 kV. Mayores antecedentes en documento anexo “Antecedentes Complementarios Obs Ampliación SE Fuentecilla”.	Fuentecilla y que dicha condición generaría sobrecargas en el tramo Fuentecilla – San Vicente de T.T. se solicita incluir el seccionamiento de la línea San Vicente de T.T. – Las Cabras 1x66 kV en SE Fuentecilla.	presentados, los cuales fueron corroborados por esta Comisión, se acoge lo solicitado y se modifica el alcance de la obra.
E25-03	4. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, Sistema E 4.1.5 Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)	De acuerdo con la justificación del proyecto, se entiende que la operación normal del sistema con la puesta en servicio de la ampliación en SE Puquillay implicaría una alimentación radial de las subestaciones Nancagua, Paniahue, Santa Cruz y Lihueimo desde SE Puquillay, operando el tramo Lihueimo – Marchihue 1x66 kV abierto, con el fin de descargar dicha línea, sin embargo, de acuerdo con las capacidades de las líneas de	Considerando los antecedentes socioambientales, que el centro de carga del sistema de 66 kV se encuentra en la zona de Santa Cruz y la visión de largo plazo detallada, se solicita el traslado del proyecto “Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)” a subestación Santa Cruz y el cambio de alcance en el nivel de tensión de la etapa de transformación 154/66 kV 75 MVA a 220/66 kV 75 MVA con las respectivas obras asociadas en conjunto con el reemplazo del proyecto “Nueva	Ver respuesta a la observación E25-03.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión del sistema de 66 kV a 35°C CS y las demandas sistémicas coincidentes, se producirían sobrecargas en el tramo Nancagua – Paniahue 1x66 kV. Por otra parte, cabe destacar que el centro de carga del subsistema de 66 kV se encuentra en las subestaciones Paniahue y Santa Cruz.</p> <p>De acuerdo con el desarrollo del sistema de 220 kV en la zona, en el mediano/largo plazo, se justificará la interconexión de las subestaciones en 220 kV Portezuelo y Mataquito, desde la cual se visualiza necesario y beneficioso una bajada al sistema interior en la zona de Santa Cruz.</p> <p>Mayores antecedentes en documento anexo “Antecedentes Complementarios Obs Ampliación SE Puquillay”.</p>	<p>Línea 2x154 kV Los Viñedos – Puquillay” por el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Los Viñedos – Santa Cruz”.</p>	
E25-04	<p>4. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, Sistema E 4.1.5 Ampliación en S/E Puquillay (NBPS+BT) y Nuevo Transformador (NTR ATAT)</p>	<p>Similar a la observación anterior.</p> <p>Mayores antecedentes en documento anexo “Antecedentes Complementarios Obs Ampliación SE Puquillay”.</p>	<p>Como alternativa a la observación del punto anterior, se solicita analizar, e incluir en caso de ser más conveniente según las evaluaciones económicas y socioambientales, el reemplazo del proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Los Viñedos – Santa Cruz” por el proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Portezuelo – Santa Cruz” en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Año 2021.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>El análisis realizado muestra que resulta más eficiente mantener la lógica de la obra incorporada en el ITP, y no desde la S/E Portezuelo. Dado lo anterior, si bien se modifica la obra de expansión, de modo de conectarse en S/E Santa Cruz y no Puquillay, no se modifica</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				el nivel de tensión de la línea propuesta.
E25-05	4. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL, 4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN, 4.1.1 Sistema F Ampliación en S/E Paillaco.	<p>En el alcance del proyecto descrito en punto 4.1.1.1 indica “...proyecto considera la construcción de una nueva barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para cuatro posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación existente con su respectivo paño de conexión, el nuevo equipo de transformación y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Llollehue – Los Lagos, en la subestación Paillaco...”.</p> <p>Sin embargo, esta configuración de barra no cumple con el Artículo 47 del Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión ya que, al seccionarse la línea Llollehue-Los Lagos, la Subestación Paillaco quedará conectada al sistema eléctrico mediante dos circuitos (ver unilineal incluido en esta observación). En este escenario la configuración de barra a utilizar debería ser al menos de Barra Principal más Barra de Transferencia. Por lo tanto, en el alcance se debe agregar la barra de transferencia y el Paño Acoplador de Barras. Considerando el terreno disponible en</p>	<p>Eliminar la Obra de Ampliación en SE Paillaco y definir una Obra Nueva, consistente en una subestación seccionadora y de transformación, con configuración de barra Principal más Barra de Transferencia y con espacios para futuras conexiones en 66 kV. Mantener las obras ya definidas para la nueva transformación 66/13.2 kV y el nuevo patio de 13.2 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La incorporación de una barra de transferencia en instalaciones que no las poseen, únicamente para efectos de dar fiel cumplimiento a la normativa técnica actual, no constituye un argumento suficiente para obligar a dismantelar instalaciones existentes e incorporar una obra nueva al sistema, salvo aquellos casos en donde lo anterior se justifique técnica y económicamente. En el caso particular de la S/E Paillaco, esta Comisión analizó la posibilidad de incorporar un alcance mayor a la obra, de modo de cumplir con las exigencias actuales. Sin embargo, al igual que lo indicado en la observación, se consideró que lo anterior no resulta factible, de modo que se optó por una alternativa que contempla equipamiento adicional al estrictamente necesario para la conexión del nuevo transformador, como son aquellos necesarios para completar los paños de las líneas que se conectan a la barra de 66 kV de la S/E Paillaco. Esta alternativa,</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>la subestación no sería posible emplazar las instalaciones según el alcance modificado, al menos con tecnología AIS (ver imagen al final). Por otra parte, aun cuando cupiera, tampoco se cumpliría con los criterios de acceso abierto. Ahora, si se toma en cuenta que actualmente hay un solo alimentador conectado a esta subestación, se considera más adecuado construir las instalaciones del proyecto en una ubicación.</p> <p>Ver Figura 34 Ver Figura 35</p>		<p>si bien no considera una barra de transferencia, significa un aporte importante a la mejora en las condiciones de operación de la instalación y, por tanto, del sistema eléctrico de la zona, permitiendo un mayor grado de flexibilidad en la operación, y con ello contar con mayores posibilidades de generar condiciones tales que permitan realizar trabajos de mantenimiento en el equipamiento de los paños de la subestación.</p> <p>Finalmente, es oportuno señalar que, en el caso de acoger la observación presentada, se estaría estableciendo una condición en la que todas aquellas instalaciones en las que no resulte factible su ampliación para cumplir cabalmente con las exigencias incorporadas en el Anexo Técnico de Diseño (en particular), éstas deberían ser reemplazadas por nuevas instalaciones que garanticen dicho cumplimiento, lo que representaría un evidente perjuicio para los propietarios de dichas instalaciones, además de posibles ineficiencias económicas, las que podrían llegar a ser significativas, al forzar el cumplimiento en instalaciones que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>fueron diseñadas bajo estándares normativos mucho menos exigentes. En este sentido, en aquellos casos en donde no resulta factible dar fiel cumplimiento a lo establecido en el Anexo Técnico señalado mediante una obra de expansión, o cuando el hacerlo representa una ineficiencia evidente, esta Comisión busca un equilibrio entre la mejora en estándar de confiabilidad y los demás objetivos del referido cuerpo normativo, y los objetivos de eficiencia económica establecidos en la Ley para el proceso de planificación. Dado lo anteriormente señalado, no se acoge la observación.</p>
E25-06	<p>Anexo 1- Proyectos no recomendados, numeral 64, página 11. Aumento de Potencia SE Dalcahue Nuevo T2 110/23 kV 16 MVA</p>	<p>Dado que la iniciativa de proyecto “SE Dalcahue - Aumento de Potencia Nuevo T2 110-23 kV 16 MVA” no ha sido considerado en el Informe Técnico Preliminar asociado al Plan de Expansión de la Transmisión Año 2021, se revisaron los nuevos antecedentes de demanda y se realizó un análisis complementario con el fin justificar la inclusión de la iniciativa en el Informe Técnico Final. Dado los antecedentes levantados y la proyección de demanda respaldada en el informe complementario “Análisis</p>	<p>Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2021, el proyecto por suficiencia “SE Dalcahue - Aumento de Potencia Nuevo T2 110-23 kV 16 MVA”, necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a la SE Dalcahue.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a los antecedentes presentados por la empresa, esta Comisión ha definido la incorporación de la obra en cuestión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		Complementario SE Dalcahue año 2022.pdf” se justifica el proyecto de ampliación en SE Dalcahue.		
E25-07	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 1, N° 66, página 11. Ampliación Línea de Transmisión La Unión-Los Tumbos	Respecto del proyecto “Ampliación Línea de Transmisión La Unión-Los Tumbos”, la Comisión fundamenta su no recomendación pues Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, ante un escenario de hidrología extrema, asociado a una condición de resiliencia, se producen niveles de sobre carga en el tramo La Unión – Los Tumbos 1x66 kV.	Se solicita incorporar el proyecto Ampliación Línea de Transmisión La Unión-Los Tumbos al Plan de Expansión 2021, por conceptos de suficiencia permitiendo el abastecimiento de la demanda de los clientes regulados de la zona.	No se acoge la observación.  De acuerdo al análisis desarrollado por esta Comisión, las condiciones bajo las cuales la empresa indica que existirían problemas de capacidad de la línea citada, pueden ser abordadas mediante maniobras operacionales preventivas, en particular mediante la apertura del futuro interruptor seccionador de la barra de 66 kV de la S/E Los Tumbos. Por otra parte, a partir del análisis de la zona, se detectaron distintos problemas de seguridad de servicio, los que serán abordados en procesos de expansión siguientes, en la medida que se cuente con mayores antecedentes y nuevas propuestas para efectos de resolver dichos problemas de la manera más eficiente posible, en términos de costo como desde el punto de vista técnico.
E25-08	Anexo 1- Proyectos no recomendados, numeral 68, página 11. Aumento	Dado que la iniciativa de proyecto “Aumento de Potencia SE Padre Las Casas Nuevo T2 66/23 kV 16 MVA” no	Incluir en el Plan Anual de Expansión de la Transmisión Año 2021, el proyecto por suficiencia “Aumento de Potencia SE	No se acoge la observación.  La obra de ampliación en la S/E

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	de Potencia SE Padre Las Casas Nuevo Tr 66/23 kV 16 MVA	ha sido considerado en el Informe Técnico Preliminar asociado al Pan de Expansión de la Transmisión Año 2021, se revisaron los nuevos antecedentes de demanda y se realizó un análisis complementario con el fin justificar la inclusión de la iniciativa en el Informe Técnico Final. Dado los antecedentes levantados y la proyección de demanda respaldada en el informe complementario "Análisis Complementario SE Padre las Casas año 2022.pdf" se justifica el proyecto de ampliación en SE Padre Las Casas dado los traspasos de los consumos de la SE Licanco.	Padre Las Casas Nuevo T2 66/23 kV 16 MVA", necesario para el abastecimiento de la demanda asociada a la SE Padre las Casas dado el traspaso de los consumos de la SE Licanco.	Padre Las Casas representó una modificación mayor en dicha instalación, de modo que esta Comisión estima pertinente incorporar nuevas intervenciones en dicha instalación una vez que se tenga claridad respecto de su condición final en términos de espacios disponibles, y posibilidades de crecimiento. Por otra parte, lo señalado por la empresa corresponde a una modificación a nivel del sistema de distribución, lo que se estima puede ser gestionado por la empresa responsable hasta contar con una solución definitiva a la problemática levantada.
E25-09	Anexo 1- Proyectos no recomendados, numeral 70, página 12. Proyecto Nueva Subestación Los Muermos numeral 71, página 12. Proyecto Nueva Subestación Lago Ranco. numeral 72, página 12. Proyecto Nueva Subestación Licanray. numeral 73, página 13. Proyecto Nueva Subestación Barros Arana. numeral 74, página 13.	La Comisión fundamenta su no recomendación de los proyectos, en que no cumplen los criterios de suficiencia y seguridad para ser incorporados al Plan de Expansión 2021. Respecto el planteamiento de la Comisión, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), comparte que los proyectos no cumplen los criterios de suficiencia, no obstante en materia de seguridad y calidad de servicio, consideramos que el sólo evaluar el proyecto por la vía de la ENS evaluada a CFCD, no es suficiente para	En vista de los antecedentes expuestos por STS en el presente proceso de observaciones, se propone a la Comisión que evalúe los proyectos íntegramente por conceptos de seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro), y en consecuencia lo incluya en el presente Plan de Expansión 2021, si éstos entregan beneficios. Además, se solicita a la Comisión que comparta las evaluaciones técnico-económicas de manera de poder contar con la trazabilidad de las evaluaciones por seguridad y calidad de servicio, ya que solo se encontró en los anexos la	Se acoge parcialmente la observación.  Tal como se indica en la observación, la incorporación de nuevas subestaciones como las señaladas se espera produzcan mejoras en los atributos de calidad de suministro y producto para los clientes finales de las distintas zonas que se busca abastecer, permitiendo entregar un mayor apoyo a los sistemas de distribución que entregan la energía a dichos clientes. En este

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Proyecto Nueva Subestación Santa Juana.	<p>argumentar que el proyecto no cumple con los criterios de seguridad y calidad de servicio, ya que los proyectos como los presentados, por su naturaleza de proyectos de transmisión representan un aumento importante de los niveles de seguridad y calidad de servicio (especialmente calidad de suministro y calidad del producto) para el abastecimiento de demanda de clientes finales en la zona de emplazamiento de cada proyecto propuesto.</p> <p>En relación a lo planteado en el párrafo precedente, en la sección 7.4 del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2021, la Comisión menciona los análisis efectuados en el marco del presente plan de expansión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de Planificación de la Transmisión (Decreto Supremo N°37 del 2021) en adelante el Reglamento de Planificación, donde en el numeral 7.4.4 se habla de los elementos considerados para la evaluación por seguridad y calidad de servicio, entre ellos la calidad de suministro de la que se dice que está relacionada a el "Aporte en la mejora de indicadores de confiabilidad en los segmentos de</p>	<p>evaluación por seguridad correspondiente a la ENSE evaluada a CFCD, no pudiéndose analizar la evaluación por calidad de servicio/calidad de suministro. Así mismo, solicitamos a la Comisión compartir la bibliografía/referencias en materia de criterios y metodologías de evaluación de la calidad de servicio, con el fin de contar con una base teórica común con la Comisión y así poder seguir aportando en las discusiones asociadas a nuevos criterios y metodologías de planificación de la transmisión zonal considerando insumos de los sistemas de distribución.</p>	<p>sentido, para esta Comisión es claro que se debe avanzar en el desarrollo de análisis que consideren elementos propios de los distintos sistemas de distribución que se conectan a las instalaciones de transmisión zonal, en concordancia con lo establecido en el artículo 81 del Reglamento de Planificación. Sin embargo, la aplicación por parte de la Comisión del artículo señalado necesita de los antecedentes que las empresas de distribución deberán enviar en el marco del proceso de planificación de la transmisión, de modo que la incorporación de cualquier obra por consideraciones asociadas eminentemente a mejorar los niveles de seguridad y/o calidad a nivel del cliente final en los sistemas de distribución, cuente con un análisis fundado y pudiendo ser observado y enriquecido con la mirada de los distintas empresas de distribución que posean clientes en las cercanías de las zonas propuestas para el emplazamiento de nuevas subestaciones.</p> <p>Finalmente, se indica que durante el presente año se iniciará el trabajo de difusión y consulta a las</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>transmisión y distribución”. Respecto este último elemento, en el numeral 7.4.4.2 del Informe la Comisión declara que “se analizó el aporte de distintas alternativas para mejorar la calidad de suministro de los clientes finales, escogiéndose aquella que entregue mayores beneficios para el sistema en su conjunto, procurando balancear dicho aporte con relación al costo asociado al proyecto”.</p> <p>Respecto la consideración de la Calidad de Servicio en el presente informe, la Comisión comenta que “se utilizaron simplificaciones para efectos de determinar los aportes a la calidad de servicio de las distintas alternativas analizadas”. Y además la Comisión menciona que en el marco del Proceso de Planificación del 2023 estaría aplicando los análisis del Artículo 81 del Reglamento de Planificación. En la línea de la evaluación por seguridad y calidad de servicio no se observan las evaluaciones tanto en el cuerpo del informe como en los anexos, de los respectivos aportes a la calidad de servicio entregados por el proyecto. Por otra parte, consideramos importante destacar que los proyectos propuestos por STS cumplen con lo establecido en el Reglamento de Planificación en la etapa de análisis de</p>		<p>distintas empresas de distribución que deberán cumplir con el envío del informe indicado en el artículo 81 del Reglamento de Planificación, con el propósito de generar un marco de contenidos mínimos que resulte adecuado y útil para el desarrollo de los análisis posteriores, así como para resolver dudas y recibir sugerencias al respecto.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>seguridad y calidad de servicio y está alineado con la Política Energética, Energía 2050. A su vez, los proyectos brindan diversos beneficios, como la mejora la calidad de suministro y la percepción de los clientes finales respecto la duración y frecuencia de las interrupciones de suministro (SAIDI, SAIFI) y contribuye a la disminución de pérdidas, al respecto se comparte documento anexo “Antecedentes Distribución sobre Propuestas Proyectos QoS de STS.pdf” proporcionado por el Área de Planificación de Distribución de Grupo Saesa el cual contiene antecedentes complementarios a nivel de distribución y sus distancias a las subestaciones de Tx Zonal existentes. Finalmente se deja a la vista que los proyectos se han presentado por el concepto de Calidad de Servicio como iniciativa a la Comisión en los últimos planes de expansión anual de la transmisión, a partir del levantamiento de las necesidades y problemáticas a nivel de distribución, tal como se presenta a continuación:</p> <p>Nueva Subestación Los Muermos; proceso 2017.  Nueva Subestación Lago Ranco; proceso 2017.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Proyecto SE Licanray; proceso 2017. Nueva SE Barros Arana; proceso 2017. Nueva SE Santa Juana; proceso 2019.</p> <p>Respecto de lo anterior, Saesa Distribución en ausencia de soluciones por transmisión zonal para la mejora de los niveles de suficiencia y calidad de servicio, manifestó que ha recurrido a diversas inversiones por distribución tales como refuerzos, cambios de niveles de tensión (CNT) y soterramiento de líneas de distribución entre otro tipo de soluciones, las cuales no están exentas de dificultades de tipo técnica, ambiental y social en las distintas zonas.</p>		
E25-10	Anexo 1- Proyectos no recomendados, numeral 75, página 13. Proyecto Nueva Subestación Cardonal 110/23 kV.	Se indica que el proyecto presentado por STS S.A. no cumple con los criterios de Suficiencia y Seguridad para ser aceptado. Además, se señala que si bien en algunos escenarios al considerar las Factibilidades de nuevos clientes, se producirían sobrecargas, se necesitan mayores certezas de la conexión real de dichas cargas futuras y realizar un análisis de coincidencia de dichas cargas con las demandas máximas de la instalación. Adicionalmente, se indica que el Reglamento de Planificación	Incluir en Plan de Expansión 2021 el Proyecto Nueva Subestación Cardonal 110/23 kV 30 MVA presentado por STS.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a la observación E24-16.</p> <p>Adicionalmente, lo indicado por la empresa en cuanto al requerimiento de la empresa CRELL (empresa de distribución), refuerza lo indicado por esta Comisión en cuanto a la aplicación del artículo 81 del Reglamento de Planificación, lo que permitirá al proceso de expansión de la transmisión contar con este tipo de antecedentes de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>contempla holguras en cuanto a la capacidad máxima de transformadores y líneas que permiten absorber crecimientos no previstos. Al respecto cabe señalar que la Distribuidora SAESA, en base a su experiencia, aplica factores para estimar la demanda real respecto de las cargas declaradas en las factibilidades. Este factor varía en función del tipo de cliente, pero en este caso, la resultante está en torno a un 35%. Los valores cargados en la Hoja 5 de la Ficha del Proyecto ya contemplan ese ajuste.</p> <p>En cuanto a la coincidencia de las cargas, es preciso indicar que las cargas de las factibilidades, rectificadas con el factor de ajuste, se suman a la máxima del alimentador al que se conectarán. Sin embargo, la máxima de ese alimentador es ponderada por factor de coincidencia con la máxima del transformador, por lo que ya hay un factor de amortiguamiento aplicado al Alimentador, es decir, la carga de la factibilidad no se suma totalmente a la máxima del transformador.</p> <p>Por otra parte, consideramos que, independientemente de las holguras contempladas en el Reglamento, las propuestas de proyectos deben</p>		<p>forma directa, lo que a su vez implicará análisis más robustos y mejores soluciones de expansión para el conjunto del sistema. Por lo tanto, se posterga el análisis de la obra para los siguientes procesos de expansión de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>basarse en los criterios de cargabilidad ya establecidos en los procesos de planificación de la transmisión. Adicionalmente, se aportan datos de posibles nuevas cargas, no incluidos en la ficha del proyecto, que afectarían directamente a la futura SE Cardonal, por su ubicación:</p> <p>1.- Aumento de capacidad de cliente existente y que ya conectó una carga adicional de 700 KVA con aumento posible futuro de otros 700 KVA para los próximos años (Se adjunta TE1-SEC).</p> <p>2.Factibilidad de Parque Industrial Ku Hui Tseng que ha solicitado 4 MVA para el año 2023 (Aun sin respaldos que garanticen conexión).</p> <p>3.Informe de CRELL con el desarrollo de sus redes de distribución (adjunto) en que, al saber de la iniciativa de la nueva SE Cardonal, manifiesta su interés en contar con un punto de suministro en esa subestación, con carga máxima esperada para el año 2027 de 10 MVA.</p> <p>Lo importante de estos antecedentes es que, al concretarse, utilizarían gran parte las holguras disponibles en las instalaciones existentes.</p> <p>Por último, cabe hacer notar que en la medida que transcurre el tiempo ya no será posible conseguir terrenos</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>junto a la línea de 110 kV en el sector de Cardonal, por lo que ya no sería factible construir este nuevo punto de inyección solicitado por la Distribuidora.</p>		
E25-11	<p>ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 1, N° 168, página 33. Normalización S/E Llanquihue</p>	<p>Respecto el proyecto “Normalización S/E Llanquihue”, la Comisión fundamenta su No Recomendación del proyecto pues no considera necesaria la incorporación de la obra para efectos de cumplir con los objetivos establecidos en el artículo 87 de la Ley en el presente Plan, toda vez que no se detecta algún motivo que derive en la urgencia de su incorporación, pudiendo postergarse el análisis para futuros procesos de expansión, de modo de contar con mejor información respecto del desarrollo de largo plazo de la zona de emplazamiento del proyecto, y en base a ello definir la alternativa de expansión más eficiente. Sin embargo, dado los análisis y escenarios modelados, ante fallas de la línea Rahue – Puerto Montt 220 kV C2 y el transformador T1 de SE Llanquihue, existe una propagación de fallas al sistema zonal de 66 kV por la sobrecarga del tramo Melipulli – Sangra 2x66 kV con la consecuente pérdida de suministro de los clientes</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto de seccionamiento de la Línea Rahue – Puerto Montt 220 kV C2 al Plan de Expansión 2021, mejorando las condiciones de seguridad del sistema zonal.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión en base a los antecedentes presentados por la observante, revisa los niveles de cargabilidad del sistema de 66 kV de la zona bajo las contingencias señaladas, determinando que los niveles de cargabilidad no superarían el 100% de la capacidad de los tramos en 66 kV en una condición de máxima demanda coincidente y considerando 25°C de temperatura ambiente al año 2028. Dado lo anterior, esta Comisión decide postergar el análisis de una posible normalización de la S/E Llanquihue, toda vez que la condición base (sin proyecto) no representa una condición de inseguridad para la demandas reguladas de la zona, además de tratarse de un proyecto en ejecución y cuya solución para su normalización requiere de un análisis acabado de toda la zona, a efectos de entregar una respuesta</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		regulado, como queda detallado en documento “Antecedentes complementarios Obs Ampliación SE Llanquihue.pdf”.		eficiente tanto para el cumplimiento normativo como para garantizar la suficiencia y seguridad en el abastecimiento futuro de la demanda.
E25-12	ANEXO 1: PROYECTOS NO RECOMENDADOS, TABLA 1, N° 234, página 42. Ampliación en S/E Pilauco	Respecto del proyecto “Ampliación en S/E Pilauco”, la Comisión fundamenta su no recomendación pues los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Sin embargo, y de manera similar al análisis y justificación del proyecto Los Viñedos, la zona entre Pichirropulli y norte de Puerto Montt será abastecida en el corto plazo por cuatro bajadas 220/66 kV, Llollelhue, Pilauco, Llanquihue y Melipulli. Ante una condición de hidrología extrema y fallas en el transformador de SE Llanquihue, se producirían niveles de sobrecarga en el transformador 220/66 kV de SE Pilauco con el respectivo desprendimiento de carga, por lo tanto, se requeriría un aumento de potencia mediante la instalación de un nuevo equipo 220/66 kV en la subestación. Al realizar la simulación sin SE Llanquihue y Gx. Pilmaiquén igual a	Se solicita replicar la evaluación económica del proyecto Los Viñedos a la zona Llollelhue – Melipulli 66 kV e incorporar el proyecto Ampliación en S/E Pilauco al Plan de Expansión 2021 en caso de entregar beneficios económicos, mejorando las condiciones de suficiencia y seguridad del sistema zonal.	No se acoge la observación.  En primer lugar, es preciso indicar que el nivel de cargabilidad de S/E Pilauco mencionada por la empresa en la observación no resulta coherente con lo obtenido por esta Comisión, y tampoco ha sido debidamente respaldado, de modo que no ha sido factible de replicar. Adicionalmente, es importante mencionar que la obra de S/E Los Viñedos, la que es reemplazada en este ITF, se incorporó en el ITP para efectos de contar con un punto de conexión de una nueva línea de transmisión que pretende solucionar problemas de suficiencia en la zona de emplazamiento, siendo complementado con un nuevo equipo de transformación 220/154 kV para efectos de mejorar la seguridad de servicio en la zona comprendida entre las SS/EE Itahue y Alto Jahuel, la cual, dicho sea de paso, al día de hoy opera con criterio de seguridad coherente con un N-1 en

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>cero, se obtienen un nivel de carga del 100% al año 2027: Ver Figura 36 Cargabilidad SE Pilauco (Sin SE Llanquihue y Gx Pilmaiquén igual a cero).</p> <p>Adicionalmente, con SE Llanquihue en servicio, pero con una condición hidrológica extrema, también se producen altos niveles de carga, incumpliendo el criterio de holgura (93% de carga) en el transformador T1 de la SE Pilauco: Ver Figura 37 Cargabilidad SE Pilauco (Con Llanquihue y Gx Pilmaiquén igual a cero).</p>		<p>transformación, lo que se irá perdiendo en el tiempo, de acuerdo a los análisis realizados. En tanto, la obra observada pretende abordar esencialmente problemas de seguridad. Por último, a partir del diagnóstico de la zona y el análisis de posibles soluciones a los problemas detectados, esta Comisión estima que una segunda unidad de transformación en la S/E Pilauco podría no ser la obra más eficiente para solucionar de manera íntegra los otros problemas detectados en la zona, existiendo otra soluciones que se deben explorar con mayor detalle, especialmente en términos de apoyo a los sistemas de distribución de la zona, así como en cuanto a las condiciones y variables ambientales y territoriales que puedan incidir en la conceptualización de las alternativas. Dado lo anterior, esta Comisión estima pertinente postergar el análisis de esta obra, u otra alternativa, para los siguientes procesos de expansión.</p>

# Anexos Empresa 25

Figura 34

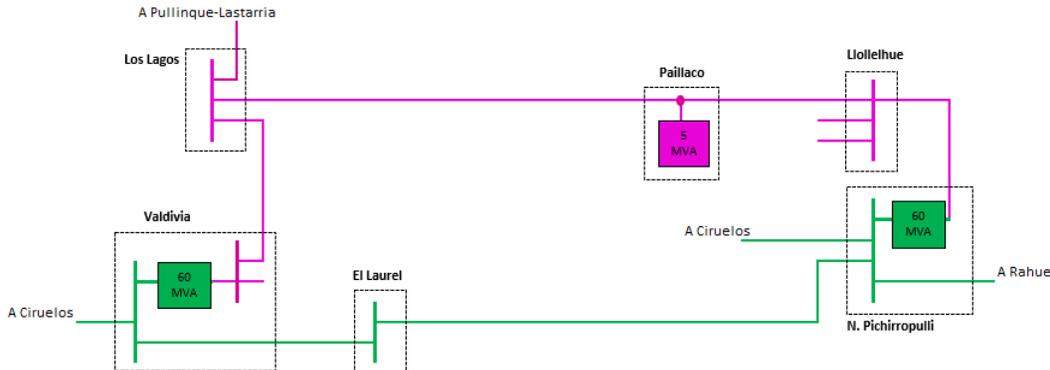


Figura 35



Figura 36

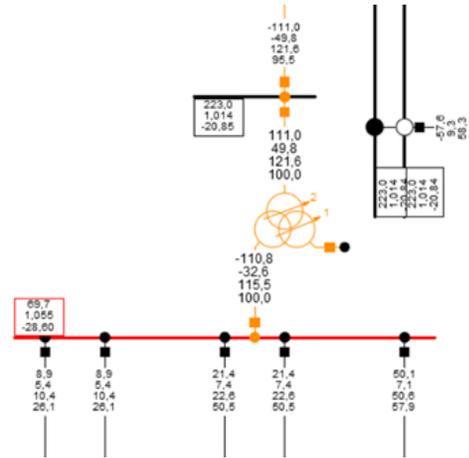
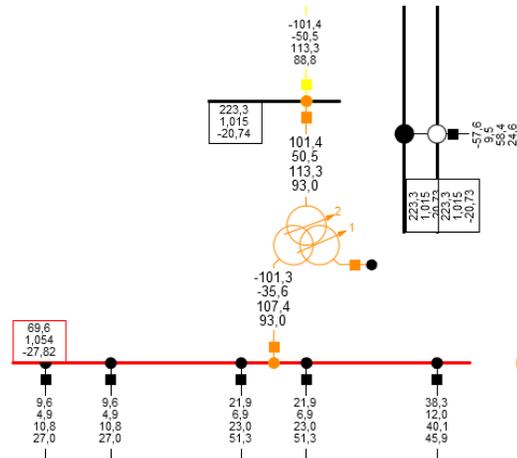


Figura 37



---

## E26 – Consejo Minero

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E26-01	7.4.3.1 Suficiencia	<p><i>“Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, considerando para dichos efectos distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de clientes finales.”</i></p> <p>La CNE no indica las variables e indicadores de los sistemas de distribución considerados en la evaluación, ni cómo estos fueron ponderados y evaluados. Por tanto, no es posible verificar su coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión (tal como señala la propia CNE en el numeral 7.4.2).</p>	<p>Se solicita a la CNE indicar las variables e indicadores de los sistemas de distribución considerados en la evaluación, y cómo estos fueron ponderados y evaluados. Lo anterior, con el objetivo de verificar su coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Lo indicado en el citado capítulo del IT corresponde a una afirmación general referida a las consideraciones que se podrían aplicar para efectos de definir la incorporación de alguna obra específica, situación que en este proceso de planificación no ocurrió.</p> <p>En efecto, este párrafo se refiere a lo indicado en el inciso tercero del Artículo 88 del Reglamento de Planificación, para el cual no se ha establecido aún alguna métrica que permita su incorporación en términos cuantitativos.</p> <p>En todo caso, esta Comisión se encuentra trabajando en profundizar los criterios establecidos en el capítulo 8 del IT, de modo de clarificar su aplicación y la forma en que los respectivos aportes a la seguridad sean evaluados.</p>
E26-02	7.4.4 ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los</i></p>	<p>Se solicita indicar los criterios definidos por la CNE para establecer la referida</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Los criterios utilizados por esta Comisión corresponden a los enunciados en el numeral 7.4.4 del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio, razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.</i></p> <p>Se observa que no se define los criterios para establecer la referida “adecuada conciliación”.</p> <p>En este sentido, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”.</p>	<p>“adecuada conciliación” entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.</p> <p>A modo de ejemplo, se solicita especificar claramente (i) los supuestos y criterios utilizados para una evaluación económica (ENS v/s VATT,</p>	<p>IT, los cuales se complementan entre sí, iniciando con la evaluación de ENSE, y luego revisando las siguientes consideraciones listadas en el numeral referido. Asimismo, es del caso indicar que, a la fecha, no existe una exigencia explícita en la normativa en relación a la incorporación de obras que permitan contar con una redundancia a todo evento en instalaciones de transmisión zonal, situación que, dicho sea de paso, será revisada durante el cuarto trimestre del presente año, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 549 de diciembre de 2021, la que Aprueba Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2022, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos., Es del caso reforzar también lo indicado en los párrafos precedentes al numeral 7.4.4.1, en donde se releva la importancia de considerar la aplicación de los criterios en forma conjunta y no por sí solos, ya que el análisis desarrollado persigue esa lógica.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>eficiencia operacional, etc), si correspondiere, o (ii) la aplicación de los criterios establecidos en la Norma Técnica o en otros cuerpos normativos considerados por la Comisión, que hagan trazable y reproducible la aplicación de estos para determinar la incorporación de una obra en el Plan de Expansión.</p>	<p>Por otra parte, es necesario destacar que lo realizado en este proceso corresponde a una etapa de transición, la que se espera que finalice una vez que se aplique en plenitud lo establecido en el artículo 81 del Reglamento de Planificación, ya que esto se considera fundamental para la incorporación de obras de transmisión por motivos de mejora en la seguridad y calidad de servicio.</p>
E26-03	7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como en sus plazos de ejecución o en los plazos considerados para estimar su entrada en operación esperada, lo que es especialmente relevante para aquellas obras que involucran la construcción de líneas de transmisión.</i></p>	<p>Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Se incorpora dentro de los Anexos del ITF el Informe de Variables Ambientales y Territoriales remitido por el Ministerio de Energía a esta Comisión, con motivo del presente proceso de planificación de la transmisión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>No se publicó el informe del Ministerio, por tanto, no es posible observar en base a qué antecedentes específicos la CNE realizó las evaluaciones.</p> <p>Cabe señalar que el inciso cuarto del art 87 de la LGSE señala:</p> <p><i>“...tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el <u>Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.</u>” [énfasis agregado]</i></p>		
E26-04	7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, entre otros.</i></p> <p>Se hace referencia a las variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, pero no se publicaron o explicitaron.</p>	Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.	Ver respuesta a la observación E26-03.
E26-05	7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE	El ITP indica:	Se solicita publicar el	Ver respuesta a la observación E26-03.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p><i>Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021”.</i></p> <p>No se encuentra publicado el documento “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021”.</p>	documento “Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021”.	
E26-06	8.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica (dentro de 8.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS)	<p>La tabla 8.1 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 38</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 39</p> <p>Se puede observar que en los primeros tres años los beneficios son de un orden de magnitud inferior al del resto del período.</p> <p>Para esta evaluación es crítica la correcta determinación de los límites de transmisión con criterio N-1 modelados en OSE, los que condicionan en forma relevante los beneficios obtenidos al comparar los costos de operación y falla en los casos con proyecto y sin proyecto.</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos los análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.1.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>1.- En primer lugar, se debe indicar que los valores utilizados para simular las restricciones de transmisión asociadas al análisis de la obra se encuentran en las respectivas bases de simulación del software OSE2000.</p> <p>2.- Además, con motivo de la observación presentada, se revisaron nuevamente las restricciones de transmisión de los tramos de transporte y transformación en las SS/EE entre Ríos y Charrúa, lo que derivó en una modificación de los valores utilizados en los análisis desarrollados para el ITP.</p> <p>3.- Con motivo del ajuste en la modelación de las restricciones de transmisión utilizadas para la evaluación, los nuevos resultados</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al revisar las bases OSE, notamos que el caso base (sin proyecto) el límite de transmisión en el tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 está fijado en 500 MW, para una capacidad del transformador de 750 MVA.</p> <p>Por otro lado, vemos que en el caso “04 CEN Transformador 500-220 N Charrúa” (con proyecto), el límite transmisión del mismo tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 es fijado en 843 MW, para una capacidad instalada total de 1500 MVA (750 MVA del tramo actual + 750 MVA del tramo propuesto).</p> <p>Sin embargo, no se registra en el informe el análisis y flujos de potencia efectuados por la CNE para determinar los límites de transmisión de 500 MW ni estudios asociados a la capacidad de 843 MW, que entendemos corresponden a límites de operación con criterio N-1. Estos estudios corresponden a Flujos de potencia con análisis de contingencia para determinar dichos límites operacionales.</p> <p>Por tanto, no se encuentra justificados o respaldados los parámetros críticos (límites de transmisión) considerados en la evaluación económica, que dieron como resultado la recomendación de este proyecto.</p>	<p>estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos realizados, según corresponda.</p> <p>3) En caso que los antecedentes solicitados en 1) y 2) no se disponibilicen para el proceso, o si estos antecedentes no sustentan adecuadamente la inclusión de obra, se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS”.</p>	<p>obtenidos muestran que la obra en cuestión cumple con los criterios de eficiencia requeridos para su incorporación, pero que su postergación resultaría aún más beneficiosa, razón por la que se decide retirar del presente plan de expansión.</p> <p>4.- Finalmente, se informa que el respaldo de los análisis eléctricos que permitieron calcular los valores de las restricciones de transmisión señaladas se encuentran respaldados en la BD Power Factory DigSilent que se acompaña al presente ITF como anexo.</p>
E26-07	8.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica	La tabla 8.2 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.	Se solicita condicionar la obra AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS,	No se acoge la observación. A diferencia de la situación descrita respecto de la S/E Cauquenes, en el

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	(dentro de 8.1.2 AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS)	<p>Ver Figura 40</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 41</p> <p>Se puede observar que en el primer año los beneficios son del orden de la mitad del que se observa desde el siguiente año.</p> <p>Para esta evaluación es crítico el supuesto de la cantidad de MW considerados a conectar en 220 kV y 500 kV.</p> <p>Al revisar las bases OSE, se observa que en los escenarios 1 a 5 no entran centrales en 2027. Por tanto, las centrales que justifican la obra se encuentran en la base común.</p> <p>Ver Figura 42</p> <p>De los proyectos listados a conectar en 220 kV, Nolana (280 MW) y Pampa Yolanda (532 MW), no tienen aún ingresado a trámite un EIA o DIA. Sin estos proyectos, se reduciría considerablemente los beneficios de la instalación de un nuevo transformador por 750 MVA.</p> <p>Cabe señalar que en el caso de la obra AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM), esta fue condicionada por la CNE a que exista una determinada cantidad de MW con pronunciamiento de</p>	<p>a que se declare admisibilidad en el SEA de al menos 812 MW en centrales a conectar en Parinas 220 kV.</p> <p>Lo anterior, considerando que el caso de otros proyectos se aplicaron criterios de condicionamiento al determinado nivel de avance en proyectos de generación directamente relacionados con el proyecto de transmisión, por ejemplo, el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE”</p>	<p>caso de la S/E Parinas la obra de expansión incorporada corresponde a un tramo serie (transformador), el cual cumple con los criterios para ser incorporado al presente plan de expansión, y para cuyo análisis en base al cual se determinó su incorporación no se consideraron centrales adicionales a aquellas contenidas en los EGPT. Por lo tanto, no resulta procedentes establecer un condicionamiento para esta obra.</p> <p>Diferente es el caso mencionado de la obra “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE”, donde, si bien se aprecia un interés importante por parte de desarrolladores de proyectos, los análisis que justifican su incorporación al plan de expansión sí requieren del ajuste de un monto mínimo de generación en el mediano plazo para que se cumplan los criterios de eficiencia requeridos, razón por la cual se incorporó inicialmente al plan de expansión en forma condicionada, siendo retirada en el ITF de acuerdo con lo indicado en la respuesta a la observación E26-10..</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>admisibilidad su DIA, tal como se indica en el numeral 4.1.12.4 del ITP:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV. Dicha constatación será realizada por parte de la Comisión Nacional de Energía a petición del interesado, la cual dará la indicación al Coordinador Eléctrico Nacional del cumplimiento del requisito.</i></p> <p>Por tanto, debiese aplicarse el mismo criterio de Cauquenes a la situación en Parinas, criterio que es consistente con el principio de eficiencia económica establecido en el Reglamento.</p>	<p>(condicionada a la declaración en construcción de, al menos, 200 MVA de generación en proyectos nuevos a conectarse en la subestación Nueva Pozo Almonte); y el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM) (condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación</p>	<p>Dado lo anterior, no se modificará el ITF en los términos solicitados.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV).	
E26 -08	8.1.3 AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES	<p>La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 43</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno): <i>Ver</i></p> <p>Figura 44</p> <p>Se puede observar que los beneficios son importantes durante los primeros 3 años, siendo el 5to año en general negativo, para luego ser poco relevantes. Esta evaluación considera como caso base la ampliación en la S/E Parinas.</p> <p>Como un primer comentario, este proyecto considera como caso base además una capacidad de transmisión del sistema de 500 KV de 1500 MVA, estando limitada, según la CNE, por las trampas de onda. Sin embargo, de acuerdo a la información del propietario de la línea, las trampas de onda tienen una capacidad de 1720 MVA, por lo que el caso base debe ser modificado, ya que en las condiciones actuales, sin proyecto, sería posible transmitir esta potencia.</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.3.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Más allá de los puntos planteados en la observación, la obra en cuestión fue retirada del Plan de Expansión 2021, en particular, en atención a nuevos antecedentes asociados a la capacidad de sobrecarga de los equipos serie que se pretendían reemplazar, los que fueron remitidos por el Coordinador durante el desarrollo de este ITF.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Además, dentro de este mismo caso, la tabla 8.4 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del mismo proyecto, pero incluyendo un sistema de almacenamiento, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 45 Tal como para el caso anterior, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno)</p> <p>Ver Figura 46</p> <p>Se puede observar que nuevamente existen beneficios durante los primeros 3 años de manera sostenida, incluso en el 4to año. En el 5to se presentan pérdidas de igual forma que el cuadro anterior.</p> <p>Al respecto, observamos que no se dispone dentro de los antecedentes los estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV en los casos con y sin proyecto, de las simulaciones OSE (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos). Cabe señalar que los valores de estos límites de transmisión son los parámetros críticos que determinan los beneficios del proyecto.</p>	<p>realizados, según corresponda.</p> <p>3) En caso que no se disponibilicen para el proceso los antecedentes solicitados en 1) y 2), o si estos antecedentes no sustentan adecuadamente la inclusión de obra, se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”.</p> <p>4) Se solicita condicionar la licitación del proyecto a la licitación del proyecto AMPLIACIÓN EN</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			S/E PARINAS, toda vez que este último se encuentra incluido en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto "AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES"	
E26 -09	8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO O PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE	La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE", donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en algunos de los escenarios.  Ver Figura 47	1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación	Se acoge parcialmente la observación.  En relación a lo solicitado, los estudios que respaldan los límites de transmisión utilizados corresponden a un informe remitido a esta Comisión por parte del promotor de la obra, quien solicitó no publicar dicho estudio en su versión completa. Sin embargo, se ha dejado disponible,

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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):</p> <p>Ver Figura 48</p> <p>De lo que se puede observar, existen beneficios para algunos escenarios durante el 1er año, para todos durante el 2do y 3er año, y luego presenta pérdidas durante 5 años.</p> <p>Además, conforme al Reglamento en su artículo 102, los sistemas de almacenamiento que permiten aumentar la capacidad de transmisión deben cumplir varias condiciones, al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Deben ser evaluados económicamente y sometidos a todas las etapas de la Planificación;</li> <li>(ii) Deben permitir reducir los costos de inversión, operación y falla del Sistema Eléctrico;</li> <li>(iii) Se debe verificar que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad; y</li> <li>(iv) El cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.</li> </ul> <p>Dentro de las características de este tipo de proyectos es que permiten realizar control de flujos, misma función que puede realizar los sistemas de control del HVDC. Estos estudios permitirán definir con claridad el real aporte en la operación del sistema HVDC con el proyecto de almacenamiento. Por lo anterior, se debe justificar el aumento de capacidad de transferencia a contar del ingreso de la línea HVDC. En particular, si estos no son efectivos,</p>	<p>económica del punto 8.1.4.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos y estudios de control de frecuencia; todos para los casos tanto para el caso con y sin la línea HVDC.</p> <p>3) Se solicita reevaluar esta obra en caso de que alguno de los proyectos</p>	<p>como Anexo a este ITF un resumen del referido estudio, en donde se señalan los principales supuestos y escenarios utilizados, así como los resultados a los que se llegó, en particular, respecto de las limitaciones de transmisión de cada tramo asociado a la obra.</p> <p>Por otra parte, en relación con la duración del almacenamiento, corresponderá al Coordinador evaluar en su oportunidad la relación entre la energía que se debe disponer en los sistemas de almacenamiento y el tiempo que se requiera para tomar medidas correctivas frente a una contingencia (redespacho). Esto último no debiera imponer un aumento en el dimensionamiento de los SSCC que se requieran para efectos de control de frecuencia, ya que las contingencias a enfrentar son equivalentes.</p> <p>Además, en el caso de una contingencia en el caso base (sin proyecto), lo esperable es que se tomen medidas correctivas de redespacho, con el propósito de disminuir la carga en las líneas afectadas, de modo que la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>redundará en que en los escenarios 2, 3 y 5 se presentarán valores negativos a contar del año 2036 pudiendo hacer en consecuencia no recomendable esta obra.</p> <p>Al respecto, realizamos las siguientes observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) No se dispone dentro de los antecedentes los estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV de las simulaciones OSE, en los casos con y sin proyecto, antes y después de la entrada del sistema HVDC (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos, estudios de control de frecuencia).</li> <li>(ii) Sin lo anterior no habría estudios que justifiquen cuál será el aumento efectivo de potencia para el proyecto.</li> <li>(iii) Además, al aumentar la transmisión con el almacenamiento propuesto, en caso de gatillarse su uso, esta sólo permanecerá durante menos de 15 min, con lo que, antes de dicho plazo, el sistema eléctrico deberá responder para corregir el desbalance. Esto obviamente se realizará con el ingreso/salida de nuevas centrales al despacho que estén prestando control de frecuencia primario o secundario. Por lo anterior necesariamente habrá un mayor requerimiento permanente de SSCC el cual tendrá un costo que debe ser incorporado en la evaluación económica.</li> <li>(iv) Respecto del punto (iii) la CNE no supone costo alguno al respecto y por tanto no entrega ningún antecedente o estudio en este sentido. Al no realizar el estudio de control de frecuencia y sus costos asociados no se justifica adecuadamente la obra propuesta. Solo en el año 2021 el costo del control</li> </ul>	<p>AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS y AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES, sea reevaluados o no sean incorporados en el Plan de Expansión, toda vez que estos dos últimos se encuentran incluidos en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO O PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”</p>	<p>incorporación de esta obra no debiera significar un sobrecosto para el Sistema por dicho motivo.</p> <p>En relación con la evaluación de una posible solución alternativa, ver respuesta a observación E22-05.</p> <p>Finalmente, es importante indicar que los valores de limitaciones de transmisión fueron calculados con apego a la normativa vigente, utilizando para ello supuestos conservadores en cuanto al tiempo de respuesta de los sistemas de almacenamiento, de modo que lo esperable es que dichos resultados sean alcanzables en la práctica, una vez que entre en operación la obra de expansión en comento.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>primario de frecuencia fue cercano a los 100 MMUS\$ para un monto cercano de hasta 345 MW y el costo del control secundario de frecuencia fue cercano a 50 MMUS\$, para 130 MW. Solicitamos realizar el estudio pertinente, ya que un aumento de sólo un 10% en el control secundario de frecuencia producto del proyecto hará que el mismo no sea rentable o deba ser postergado.</p> <p>(v) La CNE no plantea una solución alternativa que verifique que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p> <p>(vi) La CNE no realiza los estudios de operación e impacto conjuntos entre este proyecto y el proyecto HVDC.</p> <p>Por otra parte, el ITP no especifica los criterios operacionales para aprovechar el potencial del sistema de baterías que permita “un aumento de la capacidad de transferencia del sistema de entre 400 y 500 MVA”.</p> <p>En particular, no queda claro:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Si los sistemas propuestos por la CNE y las condiciones operacionales evaluadas en el programa de operación económica son factibles desde el punto de vista de cumplimiento de la norma técnica. La base de datos DigSilent que publicó la CNE como parte del estudio no incluye la modelación de los sistemas de almacenamiento.</li> <li>2. Cómo se cumplen los requerimientos establecidos en el Artículo 5-5 de la NTSyCS, donde se indica:</li> </ol>	<p>4) Se solicita reevaluar el proyecto considerando el mayor costo en el que incluirá el sistema producto del aumento de los costos de control de frecuencia y los demás ajustes que correspondan.</p> <p>5) En conformidad con lo requerido en el Reglamento, se solicita evaluar las alternativas que verifiquen que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>“La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32.</p> <p>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.”</p> <p>3. Si en un contexto donde los mínimos técnicos no se reducen, las plantas térmicas no pueden partir y parar frecuentemente, la incorporación de más capacidad de transmisión en el tamo efectivamente logra reducir los costos de operación de manera significativa como para justificar la inversión propuesta.</p> <p>4. Si está alineado con criterios operacionales que está dispuesto a utilizar el Coordinador, no queda claro cuánta capacidad de transporte del tramo efectivamente permitiría el sistema de almacenamiento aumentar. Si el sistema se desarrolla y el Coordinador no utiliza el mismo criterio operacional, luego el valor potencial estimado no sería consistente. Por ejemplo, el Coordinador en su propuesta de expansión 2022 no está considerando sistemas de almacenamiento (<a href="https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/">https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2022/propuesta-2022/</a>).</p>	<p>6) Verificar si operacionalmente el tramo Parinas – Lo Aguirre efectivamente se puede aumentar entre 400 – 500 MVA (y cuánto específicamente) con la incorporación del sistema de almacenamiento propuesto de una forma consistente con criterios operacionales que adopte el Coordinador.</p> <p>7) Verificar si la incorporación de los sistemas de almacenamiento y el aumento de capacidad de transporte del tramo en 400 – 500 MVA efectivamente permite cumplir los criterios de</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>seguridad que establece la norma técnica, adjuntando los estudios correspondientes y análisis de verificación de norma técnica mediante el uso de DigSilent.</p> <p>8) Verificar si la propuesta cumple los requerimientos establecidos en el Artículo 5-5 de la norma técnica vigente.</p> <p>9) verificar si se ha incorporado en la modelación restricciones de mínimos técnicos, partida y parada de unidades térmicas, y servicios complementarios que son</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			<p>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</p> <p>10) En caso de no justificar adecuadamente la obra se solicita no incluir en el Plan de Expansión el proyecto "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO O PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE".</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E26-10	8.1.5 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.	<p>La tabla 8.6 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 49</p> <p>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):</p> <p>Ver Figura 50</p> <p>Al respecto, hacemos presente que el proyecto no entrega beneficios desde su entrada en servicio en 2026 hasta el año 2029, por lo que debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Hacemos presente que la CNE menciona haber realizado una sensibilidad, pero no queda claro si los resultados presentados corresponden a la sensibilidad o al caso base.</p>	<p>1) Se solicita aclarar si los resultados de la evaluación económica presentada corresponden a una sensibilidad o al caso base. En cualquier caso, se solicita publicar las bases de datos, análisis y resultados de ambos casos.</p> <p>2) En caso que el proyecto no entregue beneficios económicos netos desde su entrada en operación, se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A continuación se da respuesta a lo planteado en la observación:</p> <p>1) La evaluación presentada corresponde a una sensibilidad del efecto que tendría la instalación de generación adicional en la S/E Nueva Pozo Almonte. De esta forma, dependiendo del escenario, se varió el ingreso de generación desde los 75 a los 150 MW. Sin perjuicio de lo anterior, en los anexos del ITF se publica la evaluación de la obra en su condición base y bajo diferentes sensibilidades.</p> <p>2) El proyecto señalado se elimina del ITF en atención a lo indicado en la observación E23-02. Sin desmedro de lo anterior, esta Comisión analizó los beneficios netos que otorga la obra anualmente, concluyendo que su postergación entregaría mejores rendimientos económicos, al presentarse beneficios netos negativos en los primeros años de operación por lo que su</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE”.	incorporación al plan de expansión se evaluará en futuros procesos.
E26 -11	8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE	<p>Este proyecto tiene asociado otro proyecto que es la ampliación de la línea Lagunas Pozo Al monte.</p> <p>Respecto de la subestación, esta fue incluida en el plan de expansión por Acceso Abierto, no presentando ningún condicionamiento. Por su parte la línea se condicionó a que existan ciertos proyectos de generación declarados en construcción.</p> <p>Se observa que este proyecto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con el condicionamiento bajo el cual se incorporó la obra "Ampliación en S/E Cauquenes" y su posible aplicación en similares términos a la obra "Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte", es preciso indicar que las situaciones de ambas obras no son directamente equivalentes, principalmente, debido al segmento al que cada una pertenece.</p> <p>En este sentido, la obra de ampliación en la S/E Nueva Pozo Almonte, corresponde a una obra del Sistema de Transmisión Nacional, instalaciones que se encuentran dispuestas para la generación de un mercado común y el abastecimiento total de la demanda, mientras que las instalaciones de transmisión zonal están especialmente dispuestas para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados territorialmente</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.	<p>identificables.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta obra no se condiciona al desarrollo de una cantidad específica de proyectos porque la S/E Nueva Pozo Almonte no cuenta con espacios para realizar conexiones adicionales.</p> <p>Además, en el presente proceso se informó por parte del Ministerio de Energía la existencia de cinco proyectos asociados a licitaciones de terrenos fiscales por parte del Ministerio de Bienes Nacionales (tabla 7.3 del ITP 2021).</p>
E26-12	8.5.2 NUEVA S/E LLULLAILLACO	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto, pero no se indican los criterios y métricas utilizadas para evaluar esta obra.</p> <p>Por otra parte, se observa que este proyecto no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p>	1) Se solicita indicar cuál es el criterio y métrica utilizada por la CNE para evaluar las necesidades de acceso abierto, que justifican la recomendación de esta nueva subestación. De no haber criterios	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La principal justificación para la incorporación de esta nueva instalación corresponde al alto grado de interés que han tenido las licitaciones de terrenos por parte del Ministerio de Bienes Nacionales para el desarrollo de proyectos de generación renovable en la provincia de Taltal, lo que se ha traducido en</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>técnico-económicos que justifiquen esta nueva subestación, se solicita eliminarla del plan de expansión.</p> <p>2) En caso de que esta S/E sea justificada de acuerdo con lo señalado en 1), se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto</p>	<p>contratos firmados con el Estado para el uso de dichos terrenos, lo que representa una garantía que, a juicio de esta Comisión, resulta suficiente para la incorporación de la obra en el presente plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, es importante destacar que el alto volumen de proyectos, en cuanto a cantidad y a potencia a instalar, hace necesario no sólo considerar nuevas posiciones en la S/E Parinas, sino que además el desarrollo de esta nueva subestación.</p> <p>Dado lo anterior, no se modificará el ITF en los términos solicitados.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.	
E26 -13	8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E LOICA	Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.	Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en	No se acoge la observación.  La zona en torno a la futura S/E Loica presenta un alto interés por parte de

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Se observa que este proyecto no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en</p>	<p>desarrolladores de proyectos de generación, lo que se ve reflejado tanto en la cantidad de solicitudes recibidas por el Coordinador para efectos de obtener una autorización de conexión en dicha instalación, así como por las propuestas recibidas en los últimos procesos de expansión. En este sentido, y de acuerdo a lo anteriormente señalado, esta Comisión estima que existen antecedentes suficientes como para incorporar la obra sin un condicionamiento como el señalado en la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
			tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.	
E26-14	Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV	Según se señala en la justificación, este proyecto en conjunto con el cambio de las trampas de onda presenta beneficios netos en más del 50% de los escenarios. Sin embargo, este proyecto no fue recomendado, pues su funcionalidad de control de reactivos será entregada por el proyecto del sistema de control de flujos.	Se sugiere que se revise la inclusión de esta obra, condicionada a la ejecución del proyecto de control de flujos.	Ver respuesta a observación E15-02.
E26-15	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.	<p>En primer lugar, se comentarán los escenarios de demanda baja, media y alta y su coherencia con lo indicado en el informe del plan de expansión, y luego se comentará respecto a la utilización de estos criterios.</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el numeral 7.3.2 <i>“en los escenarios de <b>demanda baja</b>, durante los <b>primeros cuatro años</b>, se utiliza la demanda energética del <b>Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040</b>, mientras que en los escenarios de <b>demanda media y alta solo se utiliza durante los dos primeros años</b>. Luego, para los <b>siguientes años</b>, se realizó un <b>ejercicio de proyección de la demanda</b> de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los <b>montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP</b>”.</i></p>	<p>Respecto al numeral 7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional, se solicita:</p> <p>i. Aclarar cuál es el IAA de la PELP específico que se utilizó (2020 o 2021) y</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A continuación se da respuesta a lo indicado en cada número de la observación:</p> <p>1) El IAA utilizado en el proceso de planificación 2021 corresponde al IAA 2021. Asimismo, cabe mencionar que la proyección de demanda utilizada en dicho informe fue la misma del IAA 2020. Los antecedentes del proceso, estos se encuentran publicados en la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En relación a los antecedentes, cabe señalar que no se indica qué IAA de la PELP se utiliza específicamente (“se realizará un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.”). De hecho, si bien en secciones siguientes del informe se indica que se utilizó el IAA 2021 publicado en diciembre de ese año, no se encuentran publicados los antecedentes que permiten verificarlo, siendo los últimos datos los del IAA 2020, siendo los utilizados en las presentes comparaciones y observaciones.</p> <p><b>1. Respetto a consistencia con lo señalado en el informe del plan de expansión 2020.</b></p> <p><b>1.1 Demanda Baja.</b> El informe no señala cómo “se utilizan los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP”. Luego, al efectuar la comparación, se verifica que <u>no se utilizan directamente los montos de energía en GWh para cada año del escenario de demanda baja de la PELP</u>, sino que el ejercicio corresponde a usar la tasa de crecimiento PELP luego del cuarto año. En efecto, ambas tasas son: Ver Figura 51</p> <p>Los cuatro primeros años (2021 a 2024) coinciden en la cantidad de energía proyectada, como señala el informe. En tanto, los años desde 2026 a 2040 mantienen la tasa del mismo escenario de la PELP. Sin embargo, el quinto año utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde a la PELP ni al informe de previsión de demanda, lo que se destaca en la tabla anterior. De aplicarse el criterio como se señala en el informe para todos los años a contar del quinto, la demanda baja sería la siguiente. Ver</p> <p>Figura 52</p>	<p>publicar sus antecedentes . De acuerdo con las cifras de crecimiento de largo plazo, entendemos que fue la IAA 2020.</p> <p>ii. Indicar los análisis y criterios utilizados para determinar la tasa de crecimiento que empalma la proyección de demanda del Informe de Previsión de Demanda, con las tasas de crecimiento del IAA utilizado.</p> <p>iii. Corregir la proyección</p>	<p>página del MEN (<a href="https://energia.gob.cl/pelp/repositorio">https://energia.gob.cl/pelp/repositorio</a>).</p> <p>2) Esta Comisión no utilizó tasas de crecimiento para realizar el empalme entre la previsión de demanda y las proyecciones de la PELP. Lo que se hizo fue realizar el empalme en base a montos de energía, buscando que no existieran saltos abruptos de la demanda.</p> <p>3) La metodología utilizada por esta Comisión para determinar la proyección de demanda de los diferentes escenarios cumple con lo señalado en el artículo 78 del Reglamento de Planificación. Además, esta Comisión ha buscado representar, incluso en el corto plazo, las diferencias que la PELP muestra en los tres escenarios de demanda, con la finalidad de definir de mejor manera las necesidades de transmisión del Sistema.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Considerando que en el informe del plan de expansión no se distingue ni se hace referencia a criterios diferentes utilizados para cada escenario de demanda, se chequean los siguientes escenarios.</p> <p><b>1.2 Demanda Media y Demanda Alta.</b> En estos casos no existe un criterio que coincida con el utilizado en demanda baja, ni tampoco que resulte coincidente con la PELP, al menos no en cuanto a los años.</p> <p><b>Ver Figura 53</b> Los dos primeros años (2021 y 2022) coinciden con el Informe de Demanda, lo que está de acuerdo a lo señalado en el informe del plan de expansión. Sin embargo, para el tercer año de la proyección (2023) se utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde ni a la PELP ni al informe de demanda. De hecho, las tasas de crecimiento de la PELP tienen un desfase de 2 años respecto a las tasas utilizadas en el plan de expansión, como se observa en la figura anterior. De utilizarse, al igual que en el caso de demanda baja, la tasa de crecimiento para cada año a partir del quinto de la proyección según las tasas de la PELP, se obtendrían las siguientes proyecciones:</p> <p><i>Ver</i></p> <p><b>Figura 54</b></p> <p><b>2. Respecto a los criterios utilizados.</b> Tal como lo señala el Reglamento de Planificación en su artículo 78, literales b y c, tanto para clientes libres como regulados <i>“se utilizará para los primeros diez o menos años del horizonte de análisis, según lo defina la Comisión, la información contenida en el informe</i></p>	<p>de demanda del ITP utilizando el mismo número de años del consumo del Informe de Previsión de Demanda (4 años) en los tres escenarios baja, media y alta, y empalmado con las tasas de crecimiento del IAA utilizado. En su justificar por qué se utilizó distinto número de años en cada proyección.</p> <p>En cualquier caso, se solicita resguardar la</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>definitivo de la proyección de demanda vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación</i>". El informe de proyección de demanda es un proceso que tiene observaciones, y que incluso en cuanto a los clientes regulados puede ir a discrepancias frente al Panel de Expertos, pues finalmente es esa la demanda que se licita. Por esta razón el Reglamento indica que se debe utilizar para los primeros diez años, dejando como alternativa que la CNE pueda usar menos años. La CNE utiliza el consumo de los cuatro primeros años en proyección demanda baja, y dos primeros años en proyección media y alta, sin explicar las razones de esta diferencia.</p>	<p>coherencia entre los escenarios, explicando detalladamente el procedimiento utilizado para combinar las diversas fuentes de información.</p>	
E26-16	Proyección de precio de combustible	<p>Los 3 escenarios de precio de GNL (Bajo, Medio, Alto) hasta el año 2030 no reflejan diferenciación, es decir, son exactamente iguales. Al año 2040, la diferencia entre el escenario de precio alto (8,991 USD/MMBTU) y bajo (8,460 USD/MMBTU) es sólo de 6,27%. En el caso de los escenarios de precio de carbón la situación es similar, los tres escenarios de precio de carbón son similares hasta el 2030 y al año 2040 la diferencia entre el precio que se define en el escenario alto y el escenario bajo es 8,7%. Para el Brent la situación es similar, pero la diferencia al 2040 es de 8,2%.</p> <p>La certidumbre evaluada para los próximos 9 años en los precios de combustibles, junto a la escasa variación entre los escenarios posterior al año 2030, puede estar afectando la evaluación de ciertos proyectos de transmisión propuestos.</p>	<p>Utilizar una mayor diferenciación de precios de combustibles entre los distintos escenarios, teniendo en consideración mejores prácticas de evaluación de riesgo, escenarios de definidos en la PELP y/o escenarios definidos por el Coordinador.</p>	<p>Ver respuesta a la observación E15-06.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E26-17	Modelación de CSP	<p>La modelación utilizada para la evaluación del CSP podría estar sobre-estimando la capacidad de generación de la tecnología CSP, particularmente en invierno o fuera 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.</p> <p>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.</p> <p><i>Potencia Complemento (p.u) = 1 - Potencia FV (p.u)</i></p> <p>En el estudio se definió la potencia en p.u. de las centrales fotovoltaicas en la zona norte de la siguiente forma:</p> <p><i>Ver</i></p> <p>Figura 55</p> <p>Por lo tanto, la definición de complemento para centrales CSP está definida de la siguiente forma:</p> <p><i>Ver Figura 56</i></p> <p>Luego, según esos antecedentes, en la página 101 se indica: “A partir de dichos valores, y considerando una operación factible para una central CSP con una capacidad de generar a plena potencia durante al menos 14 horas, se adoptó un perfil para la tecnología CSP donde:”</p> <p><i>Ver Figura 57</i></p>	<p>Revisar la modelación que se está realizando a tecnología CSP, pues se puede estar sobre-estimando su potencial de generación para la arquitectura de una planta dada y los costos definidos. El estudio no entrega detalles respecto de si con la definición de la planta de CSP considerada se puede cumplir el patrón de generación, particularmente en invierno.</p>	<p>Ver respuesta a la observación E15-07.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>En vista de los antecedentes presentados, se sugiere verificar que el potencial de generación de la tecnología CSP no esté sobre-estimado; 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.</p> <p>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).</p>		

## Anexos Empresa 26

Figura 38

Tabla 8.1: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	21.189	17.710	20.952	19.797	31.334
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.212	17.733	20.976	19.820	31.357
Beneficios (Base – Proyecto)	413	433	560	458	374

Figura 39

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	6	5	3	5
2028	1	2	2	0	1
2029	2	5	5	2	4
2030	18	17	21	16	23
2031	19	18	21	15	26
2032	19	14	18	18	26
2033	19	14	21	22	32
2034	20	15	17	23	31
2035	19	18	19	19	18
2036	17	19	15	15	20
2037	14	20	18	16	14
2038	16	18	18	17	14
2039	14	16	18	15	12
2040	11	12	19	15	6
2041	13	14	23	17	8
<b>Total</b>	<b>208</b>	<b>210</b>	<b>240</b>	<b>214</b>	<b>240</b>
VP Perpetuidad	205	222	320	244	134
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>413</b>	<b>433</b>	<b>560</b>	<b>458</b>	<b>374</b>

Figura 40

Tabla 8.2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	20.571	17.345	20.383	19.397	30.431
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.599	17.373	20.411	19.424	30.459
Beneficios (Base – Proyecto)	1.026	793	1.125	854	1.272

Figura 41

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	7	12	11	7	13
2028	14	14	19	12	15
2029	35	22	39	22	33
2030	36	27	50	32	41
2031	36	27	45	34	37
2032	35	25	38	37	37
2033	34	22	37	32	38
2034	36	24	35	33	45
2035	38	30	38	33	48
2036	35	32	37	32	54
2037	36	30	36	34	52
2038	34	26	36	32	46
2039	34	27	38	29	43
2040	35	25	37	28	41
2041	35	28	38	26	46
<b>Total</b>	<b>480</b>	<b>372</b>	<b>533</b>	<b>423</b>	<b>589</b>
VP Perpetuidad	547	421	591	431	683
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>1.026</b>	<b>793</b>	<b>1.125</b>	<b>854</b>	<b>1.272</b>

Figura 42

CenINum	CenNom	CenFOpe	CenFecOpelni	CenBar	CenPMax
44	Tal Tal Eólico_rbc	T	feb-23	Parinas 220	98
1001	Eolica_Horizonte	T	ene-24	Parinas 220	980
1002	Eolica_Lomas_de_Taltal	T	ene-26	Parinas 220	353
1003	Eolica_Nolana	T	ene-26	Parinas 220	280
1000	Eolica_Pampa_Fidelia	T	ene-27	Parinas 500	920
1004	Eolica_Pampa_Yolanda	T	ene-27	Parinas 220	532

Figura 43

**Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.243	17.066	19.919	19.178	29.958
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.246	17.069	19.922	19.181	29.961
Beneficios (Base – Proyecto)	153	144	288	119	333

Figura 44

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	14	6	11	4	10
2027	38	12	42	8	16
2028	18	6	20	12	15
2029	2	1	6	12	5
2030	- 1	- 0	- 0	- 2	0
2031	0	0	2	- 1	4
2032	1	1	3	- 0	4
2033	2	2	3	1	5
2034	2	2	5	2	6
2035	2	3	6	2	8
2036	3	4	8	3	9
2037	3	4	9	4	12
2038	3	4	8	4	12
2039	3	4	9	4	11
2040	3	5	9	4	12
2041	4	7	8	4	13
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>61</b>	<b>149</b>	<b>60</b>	<b>142</b>
VP Perpetuidad	54	83	140	59	191
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>153</b>	<b>144</b>	<b>288</b>	<b>119</b>	<b>333</b>

Figura 45

Tabla 8.4: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto	20.062	16.737	19.636	18.975	29.318
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.065	16.740	19.639	18.978	29.321
Beneficios (Base – Proyecto)	131	83	233	104	340

Figura 46

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	15	6	11	4	10
2027	32	10	36	7	13
2028	16	5	17	11	13
2029	2	1	6	10	4
2030	- 2	- 0	- 0	- 2	0
2031	- 0	- 0	1	- 1	3
2032	1	1	2	- 1	4
2033	1	2	3	1	5
2034	1	2	4	1	6
2035	2	3	5	2	8
2036	2	3	6	2	8
2037	3	1	7	3	12
2038	2	2	6	3	11
2039	2	2	7	3	11
2040	3	2	7	3	12
2041	3	4	6	3	15
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>43</b>	<b>123</b>	<b>51</b>	<b>137</b>
VP Perpetuidad	46	40	110	53	203
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>131</b>	<b>83</b>	<b>233</b>	<b>104</b>	<b>340</b>

Figura 47

Tabla 8.5: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Figura 48

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	- 8	- 8	- 7	- 10	- 6
2031	- 9	- 8	- 6	- 8	- 5
2032	- 8	- 5	- 5	- 7	- 3
2033	- 8	- 5	- 5	- 8	- 4
2034	- 7	- 4	- 3	- 7	- 2
2035	- 6	- 1	- 0	- 6	- 2
2036	- 4	1	2	- 3	5
2037	- 3	3	2	- 3	11
2038	- 4	2	2	- 2	11
2039	- 3	3	3	- 2	13
2040	- 2	6	3	- 1	18
2041	- 2	9	3	- 1	19
<b>Total</b>	- <b>35</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	- <b>35</b>	<b>95</b>
VP Perpetuidad	- 36	95	43	- 21	264
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	- <b>71</b>	<b>115</b>	<b>63</b>	- <b>56</b>	<b>359</b>

Figura 49

Tabla 8.6: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.466	18.153	20.984	19.419	31.291
Costo Operacional Con Proyecto	21.359	18.078	20.595	19.143	31.103
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.370	18.089	20.605	19.154	31.114
Beneficios (Base – Proyecto)	96	63	379	265	177

Figura 50

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3
2027	- 0,5	- 0,6	- 0,5	- 0,6	- 0,5
2028	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,5
2029	- 0,4	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,4
2030	4,3	- 0,2	13,9	24,4	3,1
2031	5,8	- 0,2	18,6	32,6	2,7
2032	3,7	- 0,1	12,7	20,2	3,8
2033	3,5	0,0	12,5	17,3	4,7
2034	2,0	0,2	13,4	10,4	3,7
2035	3,2	0,7	13,8	12,5	5,1
2036	3,0	0,9	13,5	10,1	5,9
2037	2,6	1,3	12,5	13,1	5,8
2038	2,2	1,8	12,6	9,5	6,4
2039	2,4	2,5	12,6	7,7	7,2
2040	4,5	3,1	11,2	5,9	7,6
2041	3,9	4,0	17,2	5,2	7,2
<b>Total</b>	<b>39,2</b>	<b>12,2</b>	<b>162,5</b>	<b>167,0</b>	<b>61,5</b>
VP Perpetuidad	56,9	51,2	216,4	97,9	115,7
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>96,1</b>	<b>63,5</b>	<b>378,9</b>	<b>265,0</b>	<b>177,1</b>

Figura 51

Año	Tasa Dda Baja %	
	PELP	Plan Tx
2021		
2022		
2023		
2024		
2025	<b>0,1%</b>	<b>1,3%</b>
2026	<b>-1,4%</b>	<b>-1,4%</b>
2027	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>
2028	<b>4,5%</b>	<b>4,5%</b>
2029	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>
2030	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>
2031	<b>1,0%</b>	<b>1,1%</b>
2032	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>
2033	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>
2034	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>
2035	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>
2036	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>
2037	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>
2038	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
2039	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>
2040	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>

Figura 52

<b>PREVISIÓN DE DEMANDA</b>	
<b>SEN</b>	
<b>Año</b>	<b>Dda Baja %</b>
2020	<b>71.253</b>
2021	<b>73.941</b>
2022	<b>77.787</b>
2023	<b>80.578</b>
2024	<b>84.334</b>
2025	<b>84.389</b>
2026	<b>83.173</b>
2027	<b>84.427</b>
2028	<b>88.205</b>
2029	<b>90.009</b>
2030	<b>90.568</b>
2031	<b>91.516</b>
2032	<b>92.784</b>
2033	<b>94.327</b>
2034	<b>95.862</b>
2035	<b>97.876</b>
2036	<b>99.690</b>
2037	<b>101.560</b>
2038	<b>103.341</b>
2039	<b>105.083</b>
2040	<b>106.899</b>

Figura 53

Informe Demanda	
Año	Tasa
2021	3,8%
2022	5,2%
2023	3,6%
2024	4,7%
2025	2,5%
2026	3,6%
2027	3,2%
2028	0,7%
2029	0,9%
2030	0,9%
2031	1,2%
2032	1,8%
2033	1,8%
2034	1,8%
2035	0,9%
2036	1,2%
2037	1,4%
2038	1,7%
2039	1,9%
2040	2,5%

Año	Tasa Crecimiento PELP	
	Dda Media %	Dda Baja %
2021		
2022	6,7%	6,9%
2023	4,0%	4,3%
2024	0,8%	0,9%
2025	1,6%	2,1%
2026	0,1%	0,1%
2027	2,6%	3,2%
2028	2,2%	1,9%
2029	3,0%	3,4%
2030	2,1%	4,2%
2031	2,2%	2,5%
2032	2,6%	3,6%
2033	2,7%	5,5%
2034	2,8%	3,4%
2035	3,1%	4,9%
2036	3,0%	3,7%
2037	3,0%	3,8%
2038	2,9%	3,7%
2039	2,9%	3,7%
2040	3,1%	5,3%

Año	Tasa Crecimiento Plan Tx	
	Dda Media %	Dda Baja %
2021		
2022	5,2%	5,2%
2023	3,8%	4,8%
2024	6,7%	6,9%
2025	4,0%	4,3%
2026	0,8%	0,9%
2027	1,6%	2,2%
2028	0,1%	0,1%
2029	2,6%	3,2%
2030	2,2%	1,9%
2031	3,0%	3,4%
2032	2,1%	4,2%
2033	2,2%	2,5%
2034	2,6%	3,6%
2035	2,7%	5,5%
2036	2,8%	3,4%
2037	3,1%	4,9%
2038	3,0%	3,8%
2039	3,0%	3,8%
2040	2,9%	3,7%

Figura 54

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN			
Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2020			
2021	73.941	73.941	73.941
2022	77.787	77.787	77.787
2023	80.578	80.908	81.133
2024	84.334	81.555	81.845
2025	84.389	82.863	83.601
2026	83.173	82.963	83.663
2027	84.427	85.161	86.373
2028	88.205	87.027	88.038
2029	90.009	89.669	91.073
2030	90.568	91.530	94.874
2031	91.516	93.587	97.278
2032	92.783	96.063	100.740
2033	94.327	98.689	106.321
2034	95.862	101.412	109.916
2035	97.876	104.597	115.282
2036	99.690	107.694	119.602
2037	101.560	110.968	124.131
2038	103.341	114.234	128.761
2039	105.082	117.588	133.470
2040	106.899	121.193	140.487

Figura 55

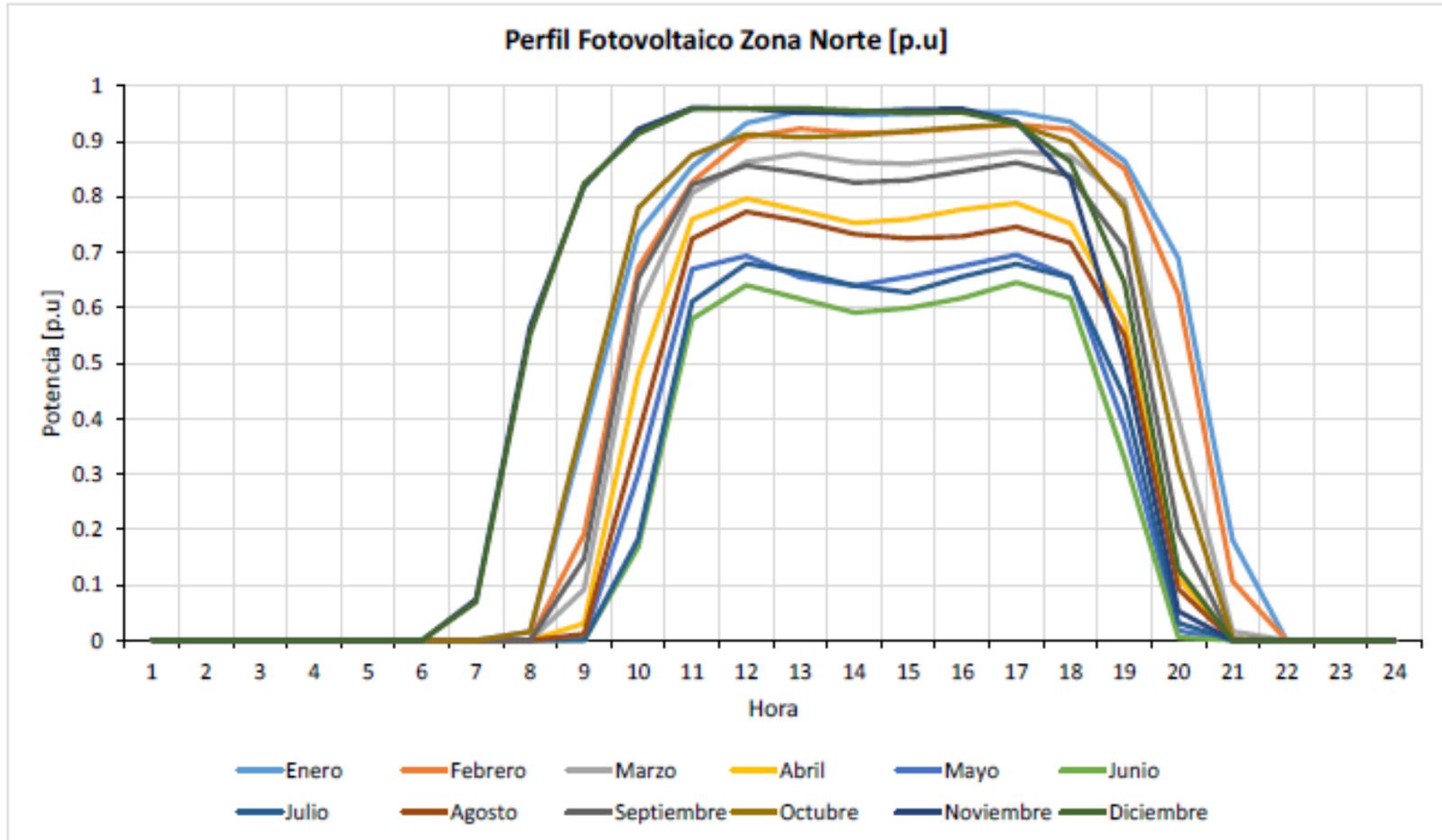


Figura 56

Tabla 7.16: Potencia complementaria para cada mes-hora

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

Figura 57

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

---

## E27 – Enel Transmisión

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E27-01	<p>El proyecto fue analizado en función de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, en particular para las demandas asociadas a la S/E Quilicura. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, dentro de los antecedentes que acompañan esta propuesta, se encuentran algunos consumos nuevos (factibilidades), las que vendrían a justificar, en buena medida, la incorporación de la obra. Sin embargo, no se presenta un respaldo mayor para dichos antecedentes, además de no verse superada la capacidad del equipo en cuestión, incluso al considerar las demandas adicionales señaladas, de modo que se estaría utilizando la holgura de 15% definida en el Reglamento de Planificación para atender dichos crecimientos eventuales. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	<p>Se identifican diferencias importantes en la demanda vegetativa considerada por Enel en el plan de expansión. Para respetar el análisis de la CNE, se actualiza el estudio de CFCD mediante demandas vegetativas aportadas en anexo del ITP para los años 2022-2040.</p> <p>Por su parte, se presenta el detalle de los nuevos suministros considerados para SE Quilicura 23 [kV], correspondientes a los clientes Level 3, CCU, BSA y GTD Aconcagua. Se anexa hoja con comportamiento horario de dichos clientes al anexo "Actualizado 58-Resumen Evaluación CFCD Trafo ATMT-Enel Tx-Amp_SE_Quilicura". Los clientes anteriormente mencionados tienen una proyección de demanda que justifica la diferencia entre la demanda considerada en el Informe Técnico y las proyecciones de demanda de Enel. En ese sentido, si no se considera este proyecto propuesto no habrá capacidad disponible para la conexión de estos clientes u otros que pudieran aparecer en el horizonte</p>	<p>Se solicita incorporación del Proyecto ampliación SE Quilicura 23 kV al plan de expansión 2021: Considerar detalle de clientes aportado mediante anexo "Actualizado 58-Resumen Evaluación CFCD Trafo ATMT-Enel Tx-Amp_SE_Quilicura". Actualizar estudio de CFCD según demandas en consideración de nuevos suministros.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis de seguridad realizado por esta Comisión del proyecto de ampliación de S/E Quilicura indica que no entregaría beneficios y, por lo tanto, no fue incorporado en el Informe Preliminar.</p> <p>La empresa presentó un análisis que considera el crecimiento vegetativo de la demanda en S/E Quilicura, sumado a una estimación de la demanda promedio de los proyectos que eventualmente podrían conectarse en esta subestación, en el cual se observa que la ENS calculada aumenta, a tal punto, que la obra presentaría beneficios que justificarían su incorporación en el presente plan. Sin embargo, el cálculo de la demanda promedio realizada por la empresa no corresponde a la metodología actual aplicada por esta Comisión para el cálculo de esta proyección.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>de evaluación, ya que esta es una zona en la cual hay mucho interés de conexión de grandes clientes.</p> <p>El anexo contiene la evaluación económica en base al CFCD con las demandas vegetativas utilizadas por CNE más las demandas horarias de los clientes considerados y documentados. Adicionalmente se añade documentos que justifican consideración de dichos clientes en el estudio.</p>		<p>Dado lo anterior es que se decide no acoger la observación y postergar la incorporación del proyecto para futuros procesos de expansión de la transmisión.</p> <p>Finalmente, tal como se señaló en el Informe Preliminar, la aplicación de estos criterios generales corresponde a una etapa de transición en la definición de una metodología que permita priorizar aquellas obras que se puedan requerir con mayor urgencia, la que se espera aplicar en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión.</p>
E27-02	<p>Proyecto: INSTALACIÓN TRANSFORMADOR 110/44 kV 50 MVA SE LO PRADO</p> <p>Motivo de No Recomendación: El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E 110/44 kV Lo Prado. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. Al respecto, cabe mencionar que la S/E Lo Prado es abastecida en</p>	<p>La subestación Lo Prado, realiza transformación de tensión desde 110 a 44 kV. A partir de este punto nace la línea 44 kV Lo Prado - Curacaví que atiende los consumos de la SE Curacaví, y otros consumos específicos como Centro Nuclear y Plaza Peaje. Dicha subestación posee solo una unidad 110/44 kV de 28 MVA, no existiendo otra unidad con esos niveles de tensión, ni existe respaldo desde otros puntos del sistema de transmisión ni</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "Ampliación S/E Lo Prado", al presente Plan de Expansión. (Capítulo 10 - Obras No Recomendadas. Proyecto N° 149 - INSTALACIÓN TRANSFORMADOR 110/44 kV 50 MVA SE LO PRADO)</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, corresponde indicar que se acoge la corrección observada por la empresa con respecto al tiempo de falla anual esperado y a la incorporación de la demanda promedio diaria de la S/E Lo Prado 12 kV. Con esta modificación se realizó nuevamente el análisis de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>forma radial mediante un simple circuito desde el Tap San Pablo. En consecuencia, la incorporación de la segunda unidad en S/E Lo Prado no permite superar los problemas de seguridad que enfrentan las demandas asociadas y se hace necesario evaluar otras opciones que minimicen la pérdida del suministro ante una contingencia en la zona. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>	<p>tampoco esta disponible una Subestación Móvil con ese nivel de tensión.</p> <p>Por lo tanto, ante una falla en la unidad existente se provoca la pérdida de suministro de todos los clientes conectados a la SE Curacaví, Centro Nuclear y Plaza Peaje. Dicho lo anterior, rechazar este proyecto significaría eventualmente incumplir la Norma Técnica de Compensaciones en la red de Transmisión.</p> <p>Revisando el análisis de Seguridad realizado por la CNE, se detectaron dos errores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Primero el "Tiempo de falla esperada anual sin proyecto [hrs-año]" considerado para la evaluación del proyecto Ampliación SE Lo Prado (110/44 kV), no es el correcto pues se aplicó un tiempo de falla de 0.03283, el cual corresponde para subestaciones nivel de tensión menor a 100 kV. El tiempo de falla esperado anual que se debió aplicar es 0.0388, el cual corresponde para subestaciones con nivel de tensión menor a 200 kV. Y el cual fue aplicado en las evaluaciones de los otros</li> </ul>		<p>seguridad de la obra obteniéndose un VAN positivo.</p> <p>Sin embargo, los análisis desarrollados muestran que los problemas de seguridad existentes en la zona radican en la única unidad de transformación 110/44 kV de SE Lo Prado y en el simple circuito de la LT 110 kV San Pablo - Lo Aguirre - Lo Prado. En consecuencia, la incorporación de la segunda unidad de transformación en esta instalación, sin una obra que otorgue seguridad a la línea de transmisión mencionada, no permite dar una solución total al problema de seguridad detectado en la zona.</p> <p>Por lo tanto, esta Comisión ha decidido no incorporar la obra observada, mientras no exista una alternativa que permita solucionar el problema detectado de forma efectiva.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyectos de ampliación de subestaciones de Enel Transmisión, cuyos niveles de tensión son 110/23 kV o 110/12 kV.</p> <p>Solamente al realizar esta corrección se observa que la evaluación realizada por la CNE para el proyecto Ampliación SE Lo Prado, da un beneficio y por ende debería ser considerado en Plan de Expansión de la Transmisión 2021.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El segundo error detectado tiene que ver con la proyección de energía considerada para SE Lo Prado 110/44 kV, la cual según lo observado en la evaluación de la CNE solo considera la proyección de energía de S/E Curacaví 12 kV, lo cual es incorrecto ya que SE Lo Prado 110/44 kV no solo suministra esta subestación, sino que también SE Lo Prado 12 kV. Así la proyección de SE Lo Prado 110/44 kV corresponde a la suma de las proyecciones de energía de SE Curacaví 12 kV y SE Lo Prado 12 kV. <p>Si se corrige este error existirá un mayor beneficio al que existiría solo corrigiendo el error indicado en el punto anterior (error en</p> </li></ul>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>"Tiempo de falla esperada anual sin proyecto [hrs-año]").</p> <p>Efectivamente SE Lo Prado 110/44 kV es abastecida de forma radial mediante un simple circuito desde SE San Pablo, es por lo anterior que adicionalmente se presentó en el presente Plan de Expansión de la Transmisión el proyecto "Segunda Vinculación Lo Aguirre/Lo Prado", proyecto que viene a resolver la problemática del suministro radial y en simple circuito de SE Lo Aguirre y SE Lo Prado.</p> <p>Si bien son proyectos complementarios, vienen atender problemáticas distintas, es por ello necesario realizar su evaluación de forma independiente y no es correcto condicionar la aprobación de un proyecto respecto a la condición del otro. El proyecto Ampliación SE Lo Prado permite resolver que ante alguna contingencia del único transformador 110/44 kV existente, no solo en SE Lo Prado sino que en el parque de transformadores de Enel Transmisión, no interrumpir el suministro abastecido por SE</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Curacaví 12 kV y SE Lo Prado 12 kV.</p> <p>Adicionalmente, el artículo 5-55 de la NTSyCS establece que el tiempo de indisponibilidad para instalaciones mayor o igual a 44 kV debe ser de 45 horas (HFORT). Lo anterior, viene a resplazar la necesidad de contar con una segunda unidad de transformación 110/44 kV, para así poder dar cumplimiento al requerimiento establecido en NTSyCS. Ya que hoy no existe una reserva y además la actual S/E Móvil (110/12 kV, 25 MVA), ni la futura 110/23-12 kV, 50 MVA, permitirían respaldar ante alguna falla de la única unidad 110/44 kV.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivos: "Observaciones ITP 2021 - Proy. Ampliación SE Lo Prado 44 kV". "Evaluación CFCD CNE SE Lo Prado - corregido Tiempo Falla"</p> <p>Por lo tanto, se solicitará a la Comisión incluir esta obra en el Plan de Expansión de tal forma de resguardar el suministro a los clientes.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E27-03	<p>Proyecto: Nuevo equipo 110/23 de 50 MVA San Pablo</p> <p>Motivo de No Recomendación: El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la suficiencia y seguridad del sistema de transmisión, y en particular para el abastecimiento de las demandas asociadas a la S/E San Pablo. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad 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 a la eventual conexión de nuevos consumos (factibilidades). En dichos análisis se observó, para algunos de los escenarios revisados, la presencia de sobrecargas en el periodo de análisis. De acuerdo a lo anterior, y para efectos de complementar el análisis realizado, se requiere contar con información que sustente de mejor forma las factibilidades señaladas, mediante antecedentes adicionales como, por ejemplo: contratos con privados, obras de empalme, obras en redes de distribución u otro antecedente que acredite formalmente su futura conexión a las redes de distribución. Con esto se busca lograr una mejor comprensión en relación al monto de potencia informada por la empresa en la ficha técnica y una estimación de la coincidencia con la demanda máxima que cada una de ellas. En</p>	<p>En el caso de las factibilidades, se adjuntan diferentes medios de respaldo por cada nuevo suministro de forma acreditan su conexión. En ese sentido, si no se considera este proyecto propuesto no habrá capacidad disponible para la conexión de estos clientes u otros que pudieran aparecer en el horizonte de evaluación, ya que esta es una zona en la cual hay mucho interés de conexión de grandes clientes.</p>	<p>Se solicita incorporación del Proyecto Nuevo equipo 110/23 de 50 MVA San Pablo al Plan de Expansión 2021: En consideración de los antecedentes adicionales aportados.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En base a los antecedentes presentados por la empresa, esta Comisión ha decidido incorporar la obra al presente Plan de Expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>todo caso, cabe señalar que el Reglamento de Planificación contempla una holgura en relación a la capacidad máxima de los equipos de transformación y líneas de transmisión, la que, en parte, permite enfrentar aquellos crecimientos no previstos o que no se corresponden con los crecimientos proyectados (factibilidades), lo que se tiene en cuenta a la hora de decidir la incorporación de una obra de expansión de estas características y propósito. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.</p>			
E27-04	<p>Proyecto: Nuevo equipo 110/12 kV de 50 MVA Bicentenario</p> <p>Motivo de No Recomendación: El proyecto fue analizado en función de su eventual aporte a la seguridad del sistema de transmisión, en particular para las demandas asociadas a la S/E Bicentenario. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, dentro de los antecedentes que acompañan esta propuesta se encuentran algunos consumos nuevos (factibilidades), las que vendrían a justificar, en buena medida, la incorporación de la obra. Sin embargo, no se presenta un respaldo mayor para dichos antecedentes, además de no verse superada la capacidad del equipo en cuestión, incluso al considerar las demandas adicionales señaladas,</p>	<p>En el caso de las factibilidades, se adjuntan diferentes medios de respaldo por cada nuevo suministro de forma acreditan su conexión. En ese sentido, si no se considera este proyecto propuesto no habrá capacidad disponible para la conexión de estos clientes u otros que pudieran aparecer en el horizonte de evaluación, ya que esta es una zona en la cual hay mucho interés de conexión de grandes clientes.</p>	<p>Se solicita incorporación del Proyecto Nuevo equipo 110/12 de 50 MVA Bicentenario al Plan de Expansión 2021: En consideración de los antecedentes adicionales aportados.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien la empresa presentó antecedentes que respaldan adecuadamente la conexión de nuevos clientes (factibilidades) en las redes de distribución que se abastecen desde S/E Bicentenario, al considerar el crecimiento de la demanda vegetativa, sumando la demanda total de las factibilidades, no se ve superada la capacidad de ningún equipo de transformación de la SE en cuestión, de modo que se estaría utilizando la holgura de 15% definida en el Reglamento de Planificación</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	de modo que se estaría utilizando la holgura de 15% definida en el Reglamento de Planificación para atender dichos crecimientos eventuales. En anexos se adjunta el detalle de los resultados de las evaluaciones de suficiencia y seguridad realizadas para el proyecto.			para atender dichos crecimientos, no considerados en las tasas vegetativas. En consecuencia, se posterga la incorporación de la presente obra para próximos planes de expansión.
E27-05	<p>Proyecto: SEGUNDA VINCULACIÓN 110 Kv S/E LO AGUIRRE Y S/E LO PRADO.</p> <p>Motivo de No Recomendación: 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 subestaciones conectadas en la LT 1x110 kV San Pablo - Lo Aguirre - Lo Prado. Los resultados de los análisis de suficiencia y seguridad realizados muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión. En particular, de los análisis realizados surgen dudas respecto a la eficiencia de incorporar una unidad de transformación en esta ubicación y del tamaño propuesto. Lo anterior requiere profundizar en la búsqueda de una solución que ataque los problemas de seguridad y suficiencia relevados, y que resulte eficiente para el resto de la zona Metropolitana.</p>	<p>La línea San Pablo-Lo Aguirre 110 kV da suministro a las subestaciones Lo Aguirre, Lo Prado y Curacaví, con un total aproximado de 4000 clientes regulados de Enel Distribución y además varias comunas en las que da suministro la distribuidora CGE. Adicionalmente, se conectan otros clientes específicos como Centro Nuclear, Plaza Peaje, Túnel Lo Prado y clientes industriales.</p> <p>Al ser una línea de simple circuito y topología radial, en caso de una falla se estaría dejando de suministrar todos los clientes mencionados anteriormente a lo menos en 5 horas, y eventualmente incumplir la Norma Técnica de Compensaciones de Transmisión.</p> <p>El análisis de seguridad realizado por Enel, de acuerdo a lo indicado</p>	<p>Se solicita incorporar el proyecto "SEGUNDA VINCULACIÓN 110 Kv S/E LO AGUIRRE Y S/E LO PRADO.", al presente Plan de Expansión.</p> <p>(Capítulo 10 - Obras No Recomendadas. Proyecto N° 151 - Segunda Vinculación 110 kV S/E Lo Aguirre y S/E Lo Prado)</p>	<p>No se acoge la observación,</p> <p>De acuerdo con lo indicado en el ITP, el análisis de seguridad realizado por esta Comisión dio como resultado que la obra no presentaría beneficios suficientes que justifiquen su incorporación al presente proceso de expansión.</p> <p>Por otro lado, y a modo de sensibilidad, la empresa modificó la demanda del día promedio total, agregando las curvas de demanda proyectadas de nuevos clientes (factibilidades) que se prevé que se conectarían en la zona. Con este nuevo escenario se realizó nuevamente el análisis de seguridad de la obra obteniéndose un VAN</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>en la Resolución Exenta N° 711, tomó como demanda base las demandas leídas 2019 y considerando las tasas de crecimiento del sector, para obtener la proyección de demanda. A esta proyección fueron adicionadas las solicitudes de clientes previstas para el periodo 2020-2040.</p> <p>Para los requerimientos de los nuevos clientes, considerados en la evaluación de Enel, se presentan mayores antecedentes que justifican su inclusión por parte de la CNE.</p> <p>Se puede observar del análisis de seguridad realizado por Enel, el cual considera la incorporación de nuevos clientes y traspasos de cargas en redes de distribución, existe beneficio, por lo tanto el proyecto cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente Plan de Expansión.</p> <p>Para mayores antecedentes respecto de lo observado, se pueden encontrar en archivos:  "Informe Segunda Vinculación Lo Prado - Lo Aguirre 2020".  "ENS Enel San Pablo - Lo Aguirre. Lo Prado"</p>		<p>positivo. Sin embargo, esta consideración en la demanda no es parte de la metodología actual de evaluación de obras por seguridad aplicado al Plan de Expansión. En consecuencia, no se acoge la observación y la incorporación de la obra se posterga para al siguiente proceso de expansión.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por lo tanto, se solicitará a la Comisión incluir esta obra en el Plan de Expansión de tal forma de resguardar el suministro a los clientes.</p>		
E27-06	<p>Capítulo 11.2.3 Determinación de Vida Útil de un proyecto</p>	<p>En el numeral señalado, la CNE muestra metodológicamente cómo se realiza el cálculo de las Vidas Útiles de los proyectos, sin embargo no entrega ninguna bases de datos con los cálculos obtenidos.</p> <p>Cabe destacar que el valor determinado por la CNE es esencial para obtener el AVI que le corresponderán a las obras de ampliación que se fijen en los planes de expansión respectivos.</p>	<p>Se solicita entregar las bases de datos con los cálculos de las vidas útiles de las obras de ampliación.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Respecto de la solicitud relativa a las bases de datos con el cálculo de vidas útiles de las obras de expansión contempladas en el presente plan de expansión, esta Comisión indica que la vida útil resultante de las obras se obtiene del producto ponderado de las vidas útiles de cada equipamiento utilizado en las obras, las cuales son establecidas en el Informe Técnico Definitivo de Vidas Útiles desarrollado por esta Comisión.</p> <p>A mayor abundamiento, en el Anexo de Ingenierías Conceptuales Referenciales se detalla el equipamiento que fue utilizado en la conceptualización de cada obra, el cual dio por resultado sus vidas útiles.</p>



---

## E28 – ACENOR

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E28-01	7.4.3.1 Suficiencia	<p><i>“Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, considerando para dichos efectos distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de clientes finales.”</i></p> <p>La CNE no indica las variables e indicadores de los sistemas de distribución considerados en la evaluación, ni cómo estos fueron ponderados y evaluados. Por tanto, no es posible verificarsu coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión (tal como señala la propia CNE en el numeral 7.4.2).</p>	Se solicita a la CNE indicar las variables e indicadores de los sistemasde distribución considerados en la evaluación, y cómo estos fueron ponderados y evaluados. Lo anterior, con el objetivo de verificar su coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión.	Ver respuesta a observación E26-01
E28-02	7.4.4 ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda,</i></p>	Se solicita indicar los criterios definidos por la CNE para establecer la referida “adecuada conciliación” entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.	Ver respuesta a la observación E26-02.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio, razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.</i></p> <p>Al respecto, se observa que no se define los criterios para establecer la referida “adecuada conciliación”.</p> <p>En este sentido, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”.</p>	<p>A modo de ejemplo, se solicita especificar claramente (i) los supuestos y criterios utilizados para una evaluación económica (ENS v/s VATT, eficiencia operacional, etc), si correspondiere, o (ii) la aplicación de los criterios establecidos en la Norma Técnica o en otros cuerpos normativos considerados por la Comisión, que hagan trazable y reproducible la aplicación de estos para determinar la incorporación de una obra en el Plan de Expansión.</p>	
E28-03	7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la</i></p>	<p>Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-03</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>definición de las características de la obra, así como en sus plazos de ejecución o en los plazos considerados para estimar su entrada en operación esperada, lo que es especialmente relevante para aquellas obras que involucran la construcción de líneas de transmisión.</i></p> <p>No se publicó el informe del Ministerio, por tanto, no es posible observar en base a qué antecedentes específicos la CNE realizó las evaluaciones.</p> <p>Cabe señalar que el inciso cuarto del art 87 de la LGSE señala:</p> <p><i>“...tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el <u>Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.</u>” [énfasis agregado]</i></p>		
E28-04	7.4.5 ETAPA DE	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Por su parte, en la etapa de valorización,</i></p>	Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio	Ver respuesta a observación E26-03

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p><i>se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, ubicación de equipos y materiales, ubicación de mano de obra, entre otros.</i></p> <p>Se hace referencia a las variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, pero no se publicaron o explicitaron.</p>	remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.	
E28-05	7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".</i></p> <p>No se encuentra publicado el documento "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".</p>	Se solicita publicar el documento "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".	Ver respuesta a observación E26-03

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E28-06	8.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica (dentro de 8.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS)	<p>La tabla 8.1 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios. Ver Figura 58</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 59</p> <p>Se puede observar que en los primeros tres años los beneficios son de un orden de magnitud inferior al del resto del período.</p> <p>Para esta evaluación es crítica la correcta determinación de los límites de transmisión con criterio N-1 modelados en OSE, los que condicionan en forma relevante los beneficios obtenidos al comparar los costos de operación y falla en los casos con proyecto y sin proyecto.</p> <p>Al revisar las bases OSE, notamos que el caso base (sin proyecto) el límite de transmisión en el tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 está fijado en</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos los análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.1.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos realizados, según corresponda.</p> <p>3) En caso de no publicar los antecedentes solicitados en 1) y 2), se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS”, toda vez que no se encuentran respaldados y justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	Ver respuesta a observación E26-06

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>500 MW, para una capacidad del transformador de 750 MVA.</p> <p>Por otro lado, vemos que en el caso "04 CEN Transformador 500-220 N Charrua" (con proyecto), el límite transmisión del mismo tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 es fijado en 843 MW, para una capacidad instalada total de 1500 MVA (750 MVA del trafo actual + 750 MVA del trafo propuesto).</p> <p>Sin embargo, no se registra en el informe el análisis y flujos de potencia efectuados por la CNE para determinar los límites de transmisión de 500 MW ni estudios asociados a la capacidad de 843 MW, que entendemos corresponden a límites de operación con criterio N-1. Estos estudios corresponden a Flujos de potencia con análisis de contingencia para determinar dichos límites operacionales.</p> <p>Por tanto, no se encuentra justificados o respaldados los parámetros críticos (límites de transmisión) considerados en la evaluación económica, que dieron como resultado la recomendación de este proyecto.</p>		
E28-07	8.1.2.1 Análisis de Suficiencia y	La tabla 8.2 del informe (a continuación)	Se solicita condicionar la obra AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS, a que se declare admisibilidad en	Ver respuesta a observación E26-07

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Evaluación Económica (dentro de 8.1.2 AMPLIACIÓN EN S/EPARINAS)</p>	<p>muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 60</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios(Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 61</p> <p>Se puede observar que en el primer año los beneficios son del orden de la mitad del que se observa desde el siguiente año. Para esta evaluación es crítico el supuesto de la cantidad de MW considerados a conectar en 220 kV y 500 kV. Al revisar las bases OSE, se observa que en los escenarios 1 a 5 no entran centrales en 2027. Por tanto, las centrales que justifican la obra se encuentran en la base común.</p> <p>Ver Figura 62</p>	<p>el SEA de al menos 812 MW en centrales a conectar en Parinas 220 kV.</p> <p>Lo anterior, considerando que el caso de otros proyectos se aplicaron criterios de condicionamiento al determinado nivel de avance en proyectos de generación directamente relacionados con el proyecto de transmisión, por ejemplo, el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE” (condicionada a la declaración en construcción de, al menos, 200 MVA de generación en proyectos nuevos a conectarse en la subestación Nueva Pozo Almonte); y el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM) (condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV).</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>De los proyectos listados a conectar en 220 kV, Nolana (280 MW) y Pampa Yolanda (532 MW), no tienen aún ingresado a trámite un EIA o DIA. Sin estos proyectos, se reduciría considerablemente los beneficios de la instalación de un nuevo transformador por 750 MVA.</p> <p>Cabe señalar que en el caso de la obra AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM), esta fue condicionada por la CNE a que exista una determinada cantidad de MW con pronunciamiento de admisibilidad su DIA, tal como se indica en el numeral 4.1.12.4 del ITP:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p><i>Dicha constatación será realizada por parte de la Comisión Nacional de Energía a petición del interesado, la cual dará la indicación al Coordinador Eléctrico Nacional del cumplimiento del requisito.</i></p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por tanto, debiese aplicarse el mismo criterio de Cauquenes a la situación en Parinas, criterio que es consistente con el principio de eficiencia económica establecido en el Reglamento.</p>		
E28-08	<p>8.1.3 AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOSCHANGOS – PARINAS- CUMBRE –NUEVA CARDONES</p>	<p>La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 63</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno): Ver Figura 64</p> <p>Se puede observar que los beneficios son importantes durante los primeros 3 años, siendo el 5to año en general negativo, para luego ser poco relevantes. Esta evaluación considera como caso base la ampliación en la S/E Parinas.</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.3.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos realizados, según corresponda.</p> <p>3) Se solicita condicionar la licitación del proyecto a la licitación del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS, toda vez que este último se encuentra incluido en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”</p> <p>4) En caso de no publicar los antecedentes solicitados en 1) y 2), se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto “AMPLIACIÓN</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-08</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Como un primer comentario, este proyecto considera como caso base además una capacidad de transmisión del sistema de 500 KV de 1500 MVA, estando limitada, según la CNE, por las trampas de onda. Sin embargo, de acuerdo a la información del propietario de la línea, las trampas de onda tienen una capacidad de 1720 MVA, por lo que el caso base debe ser modificado, ya que en las condiciones actuales, sin proyecto, sería posible transmitir esta potencia.</p> <p>Además, dentro de este mismo caso, la tabla 8.4 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del mismo proyecto, pero incluyendo un sistema de almacenamiento, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 65</p> <p>Tal como para el caso anterior, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno)</p> <p>Ver Figura 66</p>	<p>LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS-CUMBRE – NUEVA CARDONES”, toda vez que no se encuentran respaldados y justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Se puede observar que nuevamente existen beneficios durante los primeros 3 años de manera sostenida, incluso en el 4to año. En el 5to se presentan pérdidas de igual forma que el cuadro anterior.</p> <p>Al respecto, observamos que no se dispone dentro de los antecedentes los estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV en los casos con y sin proyecto, de las simulaciones OSE (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos). Cabe señalar que los valores de estos límites de transmisión son los parámetros críticos que determinan los beneficios del proyecto.</p>		
E28-09	8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE	<p>La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en algunos de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 67</p> <p>Por otro lado, el cuadro que se muestra</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.4.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos y estudios de control de frecuencia; todos para los casos tanto para el caso con y sin la línea HVDC.</p>	Ver respuesta a observación E26-09

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base-Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 68</p> <p>De lo que se puede observar, existen beneficios para algunos escenarios durante el 1er año, para todos durante el 2do y 3er año, y luego presenta pérdidas durante 5 años.</p> <p>Además, conforme al Reglamento en su artículo 102, los sistemas de almacenamiento que permiten aumentar la capacidad de transmisión deben cumplir varias condiciones, al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Deben ser evaluados económicamente y sometidos a todas las etapas de la Planificación;</li> <li>(ii) Deben permitir reducir los costos de inversión, operación y falla del Sistema Eléctrico;</li> <li>(iii) Se debe verificar que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resulta</li> </ul>	<p>3) Se solicita reevaluar esta obra en caso de que alguno de los proyectos AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS y AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES, sea reevaluados o no sean incorporados en el Plan de Expansión, toda vez que estos dos últimos se encuentran incluidos en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”</p> <p>4) Se solicita reevaluar el proyecto considerando el mayor costo en el que incluirá el sistema producto del aumento de los costos de control de frecuencia y los demás ajustes que correspondan.</p> <p>5) En conformidad con lo requerido en el Reglamento, se solicita evaluar las alternativas que verifiquen que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p> <p>En caso de no justificar adecuadamente la obra se solicita no incluir en el Plan de Expansión o evaluarlo en el próximos el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad; y</p> <p>(iv) El cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.</p> <p>Dentro de las características de este tipo de proyectos es que permiten realizar control de flujos, misma función que puede realizar los sistemas de control del HVDC. Estos estudios permitirán definir con claridad el real aporte en la operación del sistema HVDC con el proyecto de almacenamiento. Por lo anterior, se debe justificar el aumento de capacidad de transferencia a contar del ingreso de la línea HVDC. En particular, si estos no son efectivos, redundará en que en los escenarios 2, 3 y 5 se presentarán valores negativos a contar del año 2036 pudiendo hacer en consecuencia no recomendable esta obra.</p> <p>Al respecto, realizamos las siguientes observaciones:</p> <p>(i) No se dispone dentro de los antecedentes los</p>	<p>LO AGURRE", toda vez que no se encuentran respaldados y justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV de las simulaciones OSE, en los casos con y sin proyecto, antes y después de la entrada del sistema HVDC (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos, estudios de control de frecuencia).</p> <p>(ii) Sin lo anterior no habría estudios que justifiquen cuál será el aumento efectivo de potencia para el proyecto.</p> <p>(iii) Además, al aumentar la transmisión con el almacenamiento propuesto, en caso de gatillarse su uso, esta sólo permanecerá durante menos de 15 min, con lo que, antes de dicho plazo, el sistema eléctrico deberá responder para corregir el desbalance. Esto obviamente se realizará con el ingreso/salida de nuevas centrales al</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(iv) despacho que estén prestando control de frecuencia primario o secundario. Por lo anterior necesariamente habrá un mayor requerimiento permanente de SSCC el cual tendrá un costo que debe ser incorporado en la evaluación económica.</p> <p>Respecto del punto (iii) la CNE no supone costo alguno al respecto y por tanto no entrega ningún antecedente o estudio en este sentido. Al no realizar el estudio de control de frecuencia y sus costos asociados no se justifica adecuadamente la obra propuesta. Solo en el año 2021 el costo del control primario primario de frecuencia fue cercano a los 100 MMUS\$ para un monto cercano de hasta 345 MW y el costo del control secundario de frecuencia fue cercano a 50 MMUS\$, para 130 MW. Solicitamos realizar el estudio pertinente, ya que</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>un aumento de sólo un 10% en el control secundario de frecuencia producto del proyecto hará que el mismo no sea rentable o deba ser postergado.</p> <p>(v) La CNE no plantea una solución alternativa que verifique que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p> <p>(vi) La CNE no realiza los estudios de operación e impacto conjuntos entre este proyecto y el proyecto HVDC.</p>		
E28-10	8.1.5 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.	<p>La tabla 8.6 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 69</p>	<p>1) Se solicita aclarar si los resultados de la evaluación económica presentada corresponden a una sensibilidad o al caso base. En cualquier caso, se solicita publicar las bases de datos, análisis y resultados de ambos casos.</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE”, en atención a que no produce</p>	Ver respuesta a observación E26-10.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>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):</p> <p><b>Ver Figura 70</b></p> <p>Al respecto, hacemos presente que el proyecto no entrega beneficios desde su entrada en servicio en 2026 hasta el año 2029, por lo que debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Hacemos presente que la CNE menciona haber realizado una sensibilidad, pero no queda claro si los resultados presentados corresponden a la sensibilidad o al caso base.</p>	<p>beneficios económicos desde su entrada en servicio hasta el año 2029. El criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los dictámenes N°02-2020, y N°07-2021.</p>	
E28-11	8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE	<p>Este proyecto tiene asociado otro proyecto que es la ampliación de la línea Lagunas Pozo Al monte.</p> <p>Respecto de la subestación, esta fue incluida en el plan de expansión por Acceso Abierto, no presentando ningún condicionamiento. Por su parte la línea se</p>	<p>Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-11.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>condicionó a que existan ciertos proyectos de generación declarados en construcción.</p> <p>Se observa que este proyecto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado con por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E28-12	8.5.2 NUEVA S/E LLULLAILLACO	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto,</p>	<p>1) Se solicita indicar cuál es el criterio y métrica utilizada por la CNE para evaluar las necesidades de acceso abierto, que justifican</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>recomendado por Acceso Abierto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>la recomendación de esta nueva subestación. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen esta nueva subestación, se solicita eliminarla del plan de expansión.</p> <p>En caso de que esta S/E sea justificada de acuerdo con lo solicitado en 1), se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E28-13	8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E LOICA	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto, recomendado por Acceso Abierto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el</p>	<p>Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la</p>	Ver respuesta a observación E26-13.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos de tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E28-14	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.	<p>En primer lugar, se comentarán los escenarios de demanda baja, media y alta y su coherencia con lo indicado en el informe del plan de expansión, y luego se comentará respecto a la utilización de estos criterios.</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el numeral 7.3.2 “en los escenarios de <b>demand</b>a</p>	<p>Respecto al numeral 7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional, se solicita:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Aclarar cuál es el IAA de la PELP específico que se utilizó (2020 o 2021) y publicar sus antecedentes. De acuerdo con las cifras de crecimiento de largo plazo, entendemos que fue la IAA 2020.</li> <li>ii. Indicar los análisis y criterios utilizados</li> </ul>	Ver respuesta a observación E26-14.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>baja, durante los primeros cuatro años, se utiliza la demanda energética del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2020-2040, mientras que en los escenarios de demanda media y alta solo se utiliza durante los dos primeros años. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP”.</i></p> <p>En relación a los antecedentes, cabe señalar que no se indica qué IAA de la PELP se utiliza específicamente (“se realizará un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.”). De hecho, si bien en secciones siguientes del informe se indica que se utilizó el IAA 2021 publicado en diciembre de ese año, no se encuentran publicados los antecedentes que permiten verificarlo, siendo los últimos datos los del IAA 2020, siendo los utilizados en las presentes comparaciones y observaciones.</p>	<p>para determinar la tasa de crecimiento que empalma la proyección de demanda del Informe de Previsión de Demanda, con las tasas de crecimiento del IAA utilizado.</p> <p>iii. Corregir la proyección de demanda del ITP utilizando el mismo número de años del consumo del Informe de Previsión de Demanda (4 años) en los tres escenarios baja, media y alta, y empalmado con las tasas de crecimiento del IAA utilizado. En su justificar por qué se utilizó distinto número de años en cada proyección.</p> <p>En cualquier caso, se solicita resguardar la coherencia entre los escenarios, explicando detalladamente el procedimiento utilizado para combinar las diversas fuentes de información.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><b><u>1. Respetto a consistencia con lo señalado en el informe del plan de expansión 2020.</u></b></p> <p><b>1.1 Demanda Baja.</b> El informe no señala cómo “se utilizan los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP”. Luego, al efectuar la comparación, se verifica que <u>no se utilizan directamente los montos de energía en GWh para cada año del escenario de demanda baja de la PELP,</u> sino que el ejercicio corresponde a usar la tasa de crecimiento PELP luego del cuarto año. En efecto, ambas tasas son:</p> <p><b>Ver Figura 71</b></p> <p>Los cuatro primeros años (2021 a 2024) coinciden en la cantidad de energía proyectada, como señala el informe. En tanto, los años desde 2026 a 2040 mantienen la tasa del mismo escenario de la PELP. Sin embargo, el quinto año utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde a la PELP ni al informe de previsión de demanda, lo que se destaca en la tabla</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>anterior. De aplicarse el criterio como se señala en el informe para todos los años a contar del quinto, la demanda baja sería la siguiente.</p> <p><b>Ver Figura 72</b></p> <p>Considerando que en el informe del plan de expansión no se distingue ni se hace referencia a criterios diferentes utilizados para cada escenario de demanda, se chequean los siguientes escenarios.</p> <p>1.2 Demanda Media y Demanda Alta. En estos casos no existe un criterio que coincida con el utilizado en demanda baja, ni tampoco que resulte coincidente con la PELP, al menos no en cuanto a los años.</p> <p><b>Ver Figura 73</b></p> <p>Los dos primeros años (2021 y 2022) coinciden con el Informe de Demanda, lo que está de acuerdo a lo señalado en el informe del plan de expansión. Sin embargo, para el tercer año de la proyección (2023) se utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde ni a la PELP ni al informe de demanda. De hecho, las tasas de crecimiento de la PELP tienen</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>un desfase de 2 años respecto a las tasas utilizadas en el plan de expansión, como se observa en la figura anterior. De utilizarse, al igual que en el caso de demanda baja, la tasa de crecimiento para cada año a partir del quinto de la proyección según las tasas de la PELP, se obtendrían las siguientes proyecciones:</p> <p>Ver Figura 74</p> <p><b>2. Respecto a los criterios utilizados.</b> Tal como lo señala el Reglamento de Planificación en su artículo 78, literales b y c, tanto para clientes libres como regulados <i>“se utilizará <b>para los primeros diez o menos años del horizonte de análisis,</b> según lo defina la Comisión, la información contenida en el informe definitivo de la previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación”</i>. El informe de previsión de demanda es un proceso que tiene observaciones, y que incluso en cuanto a los clientes regulados puede ir a discrepancias frente al Panel de Expertos, pues finalmente es esa la demanda que se licita. Por esta razón el Reglamento indica que se debe utilizar para los primeros diez años, dejando como alternativa que la CNE pueda usar menos años. La CNE utiliza</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		el consumo de los cuatro primeros años en proyección demanda baja, y dos primeros años en proyección media y alta, sin explicar las razones de esta diferencia.		
E28-15	7.3.9 TASAS DE FALLA DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	Se observa que la ventana de tiempo considerada para el cálculo de estadísticas histórica de fallas es de 7 años.	Se solicita aclarar las razones de haber utilizado una ventana de sólo siete años para el cálculo de estadísticas históricas de falla, y no un periodo más extenso de tiempo.	Se acoge la observación.  La información de estadísticas de falla corresponde a aquella asociada a los Estudios de Análisis de Falla que procesa la SEC desde el año 2014 en adelante. Al respecto, es del caso indicar que, a diferencia de lo que se venía haciendo, este año se ha ampliado la ventana de información de 5 a 7 años, la que se espera ampliar nuevamente con motivo de los siguientes procesos de planificación de la transmisión, de modo de incorporar un periodo más extenso.
E28-16	7.4.4.1 ENSE	El ITP indica:  <i>“La estimación de la ENSE se realizó determinando el aporte de un proyecto</i>	Se solicita indicar de manera explícita las fuentes de información y método de cálculo del día promedio de cada año, con el objetivo de reproducir los cálculos.	Se acoge la observación.  En los Anexos de este ITF se

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>de expansión en cuanto a la disminución de la ENS frente a la salida de un tramo de la zona bajo análisis. Paralo anterior se utilizó la demanda correspondiente a un día promedio, determinada en función de la información histórica y su respectiva proyección en el tiempo.”</i></p>		<p>encuentra una minuta en donde se explica lo solicitado.</p>
E28-17	8.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA	<p>Se observa que se muestran los gráficos de cargabilidad de los transformadores que presentan problemas de capacidad, pero no se anexa los gráficos de aquellos en que no existen problemas que se encuentran en la misma subestación y/o que podrían ser utilizados para reacomodar cargas.</p> <p>Al respecto, hacemos presente que resulta necesario conocer el nivel de cargabilidad de los otros transformadores y tramos de transmisión, de tal manera de verificar si existe capacidad en los trasformadores paralelos, para tomar carga de los trasformadores con alta carga.</p>	<p>Se solicita publicar los análisis realizados por la CNE para los tramos radiales, ya sea de línea o transformador, y tanto para los casos en que resulta recomendable una ampliación, así como para los que no.Lo anterior, incluyendo planillas de cálculo y gráficos.</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En los Anexos de este ITF se encuentran los resultados de los análisis solicitados.</p>
E28-18	7.4.4.3 Criterio N-1	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Corresponde a la identificación de tramos pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Zonal y que actualmente cuentan con un nivel de redundancia que</i></p>	<p>Se solicita someter a evaluación económica de tipo ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO <u>a todas aquellas</u> obras del sistema de transmisión zonal que hayan sido incluidas enel plan de expansión con el objetivo de operar con criterio N-1, sin</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La S/E Los Viñedos surge como respuesta a la necesidad de contar con un punto de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>permite operar con un nivel de seguridad acorde con el criterio N-1, ya sea para condiciones de máxima demanda o similares. En estos casos, la aplicación de este criterio busca evitar que esta condición se pierda en el tiempo, ya sea por efectos del crecimiento de la demanda o cambios en las condiciones del sistema.</i></p> <p>La CNE establece que hoy existen instalaciones zonales que deben operar con criterio N-1 y otras que no. Al respecto, hacemos presente que el Reglamento establece que la mantención del criterio N-1 está sujeta a una evaluación económica en las instalaciones zonales considerando Energía no Suministrada a Costo de Falla del Corta Duración, versus el VATT de las obras correspondientes.</p>	<p>haber realizado la evaluación económica de ENS v/s VATT.</p> <p>A modo de ejemplo, citamos el caso del proyecto NUEVA S/ESECCIONADORA LOS VIÑEDOS.</p>	<p>conexión para la línea de transmisión 2x154 kV Los Viñedos - Puquillay, la que se incorporó en el ITP de este proceso de expansión, para efectos de entregar suficiencia al abastecimiento de las demandas de la zona de Santa Cruz, Nancagua y Lihueimo, entre otras localidades.</p> <p>En este sentido, la principal razón para incorporar la nueva instalación obedece a motivos de suficiencia y no seguridad, sin perjuicio de que se haya incorporado un nuevo transformador 220/154 kV con el propósito de mantener el nivel de seguridad que actualmente posee el sistema de 154 kV entre las SS/EE Itahue y Alto Jahuel, condición que se verá comprometida a futuro, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión.</p> <p>De todas formas, y a raíz de nuevos antecedentes asociados variables territoriales respecto de la zona de emplazamiento esbozada para la S/E Los Viñedos, además de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>antecedentes recibidos por parte del propietario de la S/E Tinguiririca, que dan cuenta de la factibilidad técnica de su ampliación, esta Comisión ha reformulado el proyecto, descartando la incorporación de la nueva S/E Los Viñedos, e incorporando una ampliación en las SS/EE Tinguiririca y San Fernando.</p> <p>Finalmente, es del caso señalar que no corresponde afirmar que "la CNE establece que hoy existen instalaciones que deben operar con N-1 y otras que no", puesto que lo indicado en el numeral comentado en la observación, hace referencia a que se venía presentando una inconsistencia entre el proceso de planificación del sistema de transmisión y la operación del mismo, existiendo zonas que son operadas con criterios de seguridad coherentes con una condición de N-1, pero que no estaban siendo planificados bajo ese criterio, lo que motivó la incorporación de esta consideración en el desarrollo</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				de los análisis de plan de expansión.
E28-19	8.3.1 AMPLIACIÓN S/E CASAS VIEJAS (NTR ATMT)	<p>El ITP indica:</p> <p><i>De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la instalación de una nueva unidad de transformación de 110/13,2 kV de, a lo menos, 10 MVA de capacidad en la S/E Casas Viejas. La obra a su vez permitirá la normalización de dicha subestación en cuanto a su conexión al sistema de transmisión, el cual hoy en día es a través de un tap off desde la línea 1x110 kV Marbella - Quínquimo.</i></p> <p>La obra planteada por la CNE considera en realidad dos obras que son independientes (i) el transformador, y (ii) la regularización del Tap-off. Respecto de la primera obra, la CNE la evalúa por abastecimiento de la demanda, sin embargo, la segunda no se requiere para estemismo fin, por lo que debería evaluarse por análisis de seguridad y calidad de servicio, ya que incide en las desconexiones de carga ante fallas.</p>	<p>1) Se solicita evaluar económicamente la normalización de la conexión en tap off como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Lo anterior, debido a que de acuerdo con el DS037-2019, corresponde evaluar esta parte del proyecto según la metodología de la “Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad De Servicio”.</p> <p>Ya que son proyectos independientes, debe evaluarse la normalización de la conexión en tap off como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Consistentemente se debe eliminar del alcance del proyecto AMPLIACIÓN S/E CASAS VIEJAS (NTR ATMT) la normalización del tap off.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación a la solicitud de evaluar en forma independiente la incorporación de equipamiento adicional al estrictamente necesario para la conexión de la nueva unidad de transformación, es necesario indicar que lo indicado corresponde a una interpretación parcial de la metodología aplicable, ya que, si bien es cierto que la incorporación de la nueva unidad señalada se justifica por motivos de suficiencia, el hecho de incorporar interruptores a las líneas que abastecen la instalación, así como a la unidad de transformación existente, corresponde a un estándar de diseño mínimo para una instalación de estas características, además de representar una mejora importante en los niveles de seguridad de servicio para las cargas abastecidas desde ésta.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>Lo anterior guarda relación con el esfuerzo que realiza esta Comisión por conciliar los de la mejor forma posible los objetivos y consideraciones establecidas en la Ley para el proceso de planificación, y en particular, en lo relativo al cumplimiento, de la mejor forma posible, de la normativa técnica vigente en términos de estándar de diseño de instalaciones, cuando ello es posible y se justifica en términos técnicos y/o económicos.</p> <p>Adicionalmente, resulta útil citar la respuesta a la observación E25-05, en donde se argumenta en similares términos frente a la solicitud de eliminar una obra de ampliación específica, para dar paso a una obra nueva que sí cumpla cabalmente con todas las exigencias contempladas en la normativa actual, dentro de las que se encuentra la incorporación de barra de transferencia o una configuración equivalente en términos de su funcionalidad.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>En este sentido, lo dicho anteriormente viene a dar cuenta del esfuerzo realizado por esta Comisión para efectos de conciliar de la mejor manera posible la aplicación de la normativa técnica en aspectos de diseño de instalaciones, incluso de aquellas que no fueron concebidas bajo el nivel de exigencia actual, y los objetivos del proceso de planificación, como son la eficiencia económica y la incorporación de instalaciones que sean necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, procurando evitar los riesgos de abastecimiento.</p>
E28-20	8.3.2 APOYO AL ABASTECIMIENTO DE PEÑAFLORES Y TALAGANTE	<p>El ITP indica:</p> <p><i>A modo de contexto, el Decreto Exento 418 de 2017 (plan de expansión zonal ad hoc) incorporó una obra de expansión que contempló el aumento de capacidad de transmisión de la LT 1x66 kV El Maitén – El Paico – El Monte, completando además los 6 paños de línea de las SS/EE El Maitén, El Paico y El Monte, debido a los problemas de suficiencia diagnosticados en la línea de transmisión mencionada.</i></p>	<p>1) Se solicita incluir en el informe todos los antecedentes y análisis que justifican que deba descartarse totalmente la obra del DS 418, en lugar de realizarle ajustes que permitan adjudicarla y dar una solución más económica al abastecimiento de Peñaflor y Talagante.</p> <p>2) Se solicita incluir en el plan de expansión de manera fundada el proyecto más económico para dar una solución al abastecimiento de Peñaflor y Talagante.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En base a lo solicitado, se complementa lo señalado en el numeral 8.3.2 del ITF con lo siguiente:</p> <p>La obra de expansión incorporada en el DS 418 a la que se hace referencia, fue licitada y declarada desierta en 3 oportunidades, situación que genera un problema relevante</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>Sin embargo, esta obra ha quedado desierta en los últimos procesos de licitación del Coordinador y no se ha podido iniciar la ejecución del refuerzo. Considerando lo anterior, los flujos de potencia esperados por la LT 1x66 kV El Maitén – El Paico, sin el refuerzo, presentan cargabilidades sobre el 85% en el horizonte de estudio.</i></p> <p>En este sentido, la CNE fundamenta, entre otros argumentos, que la obra del DS 418, que daría solución a los problemas de la zona, ha quedado desierta en los procesos de licitación del Coordinador, pero no entrega mayores antecedentes de las razones de esto. Con lo anterior, se desconoce si la solución propuesta es la más económica para resolver el problema, y si es posible realizar modificaciones a la obra del DS418 para resultar adjudicada.</p>		<p>desde el punto de vista de la toma de decisiones, ya que, tratándose de problemas de suficiencia, requieren de una atención urgente. Es por lo anterior que se ha optado por no insistir con una obra de expansión que ha demostrado no interesar a los constructores, o que podría significar un costo demasiado alto en relación con su alcance de la obra.</p> <p>Si bien no se sabe a ciencia cierta los motivos por los cuales esta obra ha resultado desierta en los distintos procesos, es claro que se deben tomar acciones conducentes a solucionar el problema de suficiencia que enfrenta la zona, situación que significa sin duda tender nuevos circuitos de transmisión. En este sentido, se analizaron alternativas para ello, decidiéndose por la obra incorporada al plan de expansión, la que permite entregar un suministro oportuno y seguro para la</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>zona, toda vez que su ejecución no debiera presentar mayores problemas, dada la zona de emplazamiento propuesta para las instalaciones.</p> <p>Por otra parte, es conveniente señalar que la experiencia recogida en los procesos de expansión llevados a cabo a la fecha da cuenta de las dificultades que han debido enfrentar los adjudicatarios de las obras de ampliación, cuando su ejecución consiste en cambio de conductores en tramos que abastecen demanda a través de un único vínculo, y que además no cuentan con un mínimo de equipamiento de maniobra que permita acotar el impacto de la salida de servicio de los tramos para su intervención, tal como es el caso de la obra en cuestión. De este modo, el no incorporar una obra que contemple el tendido de nuevos circuitos podría resultar en serias dificultades para abastecer las demandas de los clientes de la zona, razón que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>ha motivado el desarrollo planteado.</p> <p>Por otra parte, si bien podría resultar factible tender nuevos circuitos en un nivel de tensión de 66 kV, por ejemplo, para no tener que intervenir la línea de 220 kV, esto significaría trazados de línea más extensos, mayores tiempos de ejecución (nominales) y mayores riesgos para el proyecto, situación que se vería traspasada directamente a los costos del mismo.</p> <p>Por todo lo anterior, esta Comisión ha determinado que la solución más eficiente que se pudo definir corresponde a la incorporada en el presente plan de expansión.</p>
E28-21	8.3.3 AMPLIACIÓN S/E LEYDA (NTR ATMT)	<p>El proyecto incluye incorporar una nueva unidad de transformación de 110/13,2 kV de, a lo menos 20 MVA.</p> <p>Ver Figura 75</p> <p>Al respecto, observamos que el transformador existente es de 12,5 MVA de capacidad, por lo tanto, se está casi</p>	<p>1) Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en estecaso por la CNE.</p> <p>2) De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen triplicar la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios de holgura coherentes con la planificación.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La decisión adoptada en relación con el tamaño de la nueva unidad de transformación incorporada obedece esencialmente a razones de economías de escala, ya que la diferencia</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>triplicando la capacidad de transformación.</p> <p>Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.</p>		<p>entre una unidad de 15 y 20 MVA representa un porcentaje menor de la inversión total del proyecto (disminuiría un 3% del valor total de inversión). Adicionalmente, al proyectar el futuro crecimiento de la instalación, parece una mejor alternativa el reemplazo de la unidad existente de 12,5 MVA por otra de 20 MVA, de modo de totalizar 40 MVA instalados (cuando se requiera), en lugar de que la siguiente inversión en capacidad corresponda a una nueva subestación con unidades más pequeñas.</p>
E28-22	8.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E CHIMBARONGO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO	<p>Se indica la necesidad de un nuevo transformador 66/15 kV, 25 MVA en la S/E Chimbarongo, por alta cargabilidad del transformador N°2.</p> <p>Ver Figura 76</p> <p>Sin embargo, no se muestra la evaluación de un proyecto alternativo, que podría ser traspasar carga al transformador N°1. Cabe señalar que en otros proyectos sí se habría analizado la posibilidad de traspasar carga, como se</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Se solicita incluir el análisis que indica que no es posible traspasar carga del transformador II al transformador I” a un menor costo de inversión que instalar un nuevo transformador.</li> <li>2) Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en este caso por la CNE. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen la holgura de la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios de holgura coherentes</li> </ol>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En cuanto a la posibilidad de realizar un equilibrio de cargas entre las unidades de transformación, esta Comisión realizó un análisis al respecto, resultando que, en el caso teórico en que se consigue equilibrar perfectamente las cargas entre ambas unidades, se tiene que ambas alcanzarían un nivel de cargabilidad del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>indica en el segundo párrafo del 8.3.5.</p> <p>Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.</p>	<p>con laplanificación.</p> <p>En caso de ser más económica la solución indicada en 1), se solicita eliminar el proyecto AMPLIACIÓN EN S/E CHIMBARONGO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO del plan de expansión.</p>	<p>85% al año 2026, de modo que correspondería de igual forma la incorporación de una nueva unidad.</p>
E28-23	8.3.4 AMPLIACIÓN EN S/E CHIMBARONGO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO	<p>La obra planteada por la CNE considera en realidad dos obras que son independientes (i) el transformador, y (ii) la regularización del Tap-off. Respecto de la primera obra, la CNE la evalúa por abastecimiento de la demanda, sin embargo, la segunda no se requiere para estemismo fin, por lo que debería evaluarse por análisis de seguridad y calidad de servicio, ya que incide en las desconexiones de carga ante fallas.</p>	<p>1) Se solicita evaluar económicamente la normalización de la conexión en tap off (SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO) como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Lo anterior, debido a que de acuerdo con el DS037-2019, corresponde evaluar esta parte del proyecto según la metodología de la “Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad DeServicio”.</p> <p>2) Ya que son proyectos independientes, se solicita evaluar la normalización de la conexión en tap off como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Consistentemente con ello, se debe eliminar la parte SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV SAN FERNANDO – TENO del alcance del proyecto.</p>	<p>Ver respuesta a observación E28-19.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E28-24	8.3.5 AMPLIACIÓN EN S/E LOS MAQUIS (NBPS+BT), NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA	<p>Se propone instalar un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV, de al menos 20 MVA en la S/E Los Maquis. La fundamentación de este proyecto es que la proyección muestra que al año 2026 habría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/13,2 kV de dicha subestación. También, la proyección de demanda en la S/E San Rafael muestra que no sería posible realizar traspasos de alimentadores entre estas desde S/E Los Maquis a S/E San Rafael, para que los trafos de ambas S/E queden con cargabilidad menor al 85%.</p> <p>Ver Figura 77</p> <p>El proyecto incluye el seccionamiento de la línea Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando – Teno.</p> <p>La obra planteada por la CNE considera en realidad dos obras que son independientes (i) el transformador, y (ii) la regularización del Tap-off. Respecto de la primera obra, la CNE la evalúa por abastecimiento de la demanda, sin embargo, la segunda no se requiere para estemismo fin, por lo que</p>	<p>1) Se solicita evaluar económicamente el SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Lo anterior, debido a que de acuerdo con el DS037-2019, corresponde evaluar esta parte del proyecto según la metodología de la “Etapas de Análisis de Seguridad y Calidad De Servicio”.</p> <p>2) Ya que son proyectos independientes, se solicita evaluar la normalización de la conexión en tap off como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Consistentemente, con ello se debe eliminar la parte SECCIONAMIENTO LÍNEA 2X66 KV ITAHUE – TALCA del alcance del proyecto.</p> <p>Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en estecaso por la CNE. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen la holgura de la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios de holgura coherentes con la planificación.</p>	Ver respuesta a observación E28-19.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>debería evaluarse por análisis de seguridad y calidad de servicio, ya que incide en las desconexiones de carga ante fallas.</p> <p>Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.</p>		
E28-25	8.3.6 AMPLIACIÓN EN S/E HOSPITAL (RTR ATMT)	<p>Se propone reemplazar el transformador T1 66/15 kV de 10 MVA por un equipo de transformación 66/15 kV, de al menos 30 MVA. Lo anterior se fundamentaría en que la proyección de demanda en la S/E Hospital muestra que, al año 2026 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/15 kV de dicha subestación.</p> <p>Ver Figura 78</p> <p>Al respecto, observamos que:</p>	<p>1) Se solicita incluir el análisis que indica que no es posible traspasar carga del transformador de 18,7 MVA al transformador de 10 MVA, a un menor costo de inversión que instalar un nuevo transformador.</p> <p>2) En caso de ser más económica la solución indicada en 1), se solicita eliminar el proyecto AMPLIACIÓN EN S/E HOSPITAL (RTR ATMT) del plan de expansión.</p> <p>3) Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en este caso por la CNE. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen la holgura de la</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes revisados por esta Comisión, en la S/E Hospital se encuentra sólo una unidad de transformación operativa, de modo que no es factible realizar el traspaso de carga indicado en la observación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>1) El otro transformador existente es de 18,7 MVA de capacidad, por lo tanto, se está pasando de una capacidad total de 28,7 MVA a 48,7 MVA.</p> <p>2) En el análisis no se indica la cargabilidad del transformador existente de 18,7 MVA, por tanto, no es posible evaluar la posibilidad de traspasar carga del transformador de 18,7 MVA al de 10 MVA.</p> <p>3) Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.</p> <p>A continuación, el diagrama unilineal simplificado de la subestación Hospital.</p> <p>Ver Figura 79</p>	<p>capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios de holgura coherentes con la planificación.</p>	
E28-26	8.3.7 NUEVA S/E SECCIONADORA EL GUINDAL	<p>El ITP indica:</p> <p><i>La obra de expansión zonal denominada “Nueva S/E Seccionadora El Guindal” tiene por objetivo permitir el</i></p>	<p>1) Se solicita incluir el análisis que indica que no es posible traspasar carga desde S/E Machalí a otras subestaciones, a un menor costo de inversión que desarrollar una nueva subestación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La zona en torno a la ciudad de Rancagua presenta un alto desarrollo inmobiliario, lo que</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>abastecimiento de la demanda de la localidad de Machalí y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis. Para lograr este objetivo se propone el desarrollo de una nueva subestación denominada Nueva S/E El Guindal, la cual debe poseer un equipo de transformación 110/15 kV, de al menos 30 MVA.</i></p> <p><i>La nueva subestación se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Machali muestra que, al año 2027 se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el transformador 66/15 kV de dicha subestación, por lo que la capacidad de transformación debería ser ampliada en el corto plazo. Esta estimación se ve enfatizada por la información adjunta por la empresa CGE, la cual muestra un total de 6,7 MW en solicitudes de factibilidades de conexión en la zona de Machalí.</i></p> <p><i>Por otro lado, la S/E Machalí tiene una limitada seguridad del suministro eléctrico, debido a que se conecta al SEN a través de una línea de simple circuito de 66 kV.</i></p>	<p>2) En caso de ser más económica la solución indicada en 1), se solicita eliminar el proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA EL GUINDAL del plan de expansión.</p> <p>En caso de justificar el proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA EL GUINDAL por seguridad de suministro eléctrico, entonces ésta debe ser fundada en una evaluación económica en la ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.</p>	<p>se ve reflejado en términos de aumentos de demanda eléctrica, y esto a su vez en los niveles de cargabilidad de las instalaciones de transmisión que la abastecen. En este sentido, al analizar las posibilidades de alimentación de las futuras cargas en el nivel de distribución, se observa la conveniencia de contar con un nuevo punto de suministro hacia el Este de la ciudad, permitiendo que las actuales instalaciones, ubicadas más cerca del centro de ella, abastezcan los futuros crecimientos que se desarrollen en su cercanía y esta nueva instalación se haga cargo de los desarrollos que se encuentran más alejados, permitiendo así aprovechar la ubicación de las instalaciones cercanas al centro de carga y construyendo nuevas instalaciones que, a futuro, será cada vez más complejo de desarrollar, debido al avance de la zona urbana de la ciudad, situación que ocurre en diversas ciudades del país.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 80</p> <p>Respecto del 8.3.7 observamos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) No se evalúa técnico-económicamente un proyecto alternativo que sería agregar un transformador 66/15 kV en Machalí.</li> <li>2) Si el transformador soluciona el problema de abastecimiento de la demanda, entonces la nueva subestación debe evaluarse de acuerdo a los criterios de análisis de seguridad y calidad de servicio. Lo anterior, ya que son obras independientes que solucionan problemas distintos.</li> </ol>		<p>Dado lo anterior, esta Comisión ha optado por la incorporación de esta obra por sobre la ampliación de alguna de las instalaciones existentes, las que, dicho sea de paso, se encuentran relativamente topadas en su crecimiento.</p>
E28-27	8.3.8 NUEVA S/E SECCIONADORA LINDEROS	<p>En el ITP se indica:</p> <p><i>De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2026, la línea 1x66 kV Alto Jahuel – Buin (CGE) tendría una cargabilidad superior al 100%, lo que forzaría a realizar traspasos de demanda entre los transformadores de la S/E Buin para mantener el criterio de suficiencia, tal como se presenta en los siguientes gráficos.</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Se solicita incluir el análisis que indica que no es posible abastecerla demanda en la zona de estudio traspasando carga entre los transformadores de la S/E Buin, a un menor costo de inversión que desarrollar la nueva subestación Linderos.</li> <li>2) Se solicita evaluar la alternativa de realizar un refuerzo en la línea 1x66 kV Alto Jahuel-Buin o el reemplazo del transformador Alto Jahuel 110/66 kV.</li> </ol> <p>En caso de ser más económica la solución indicada en 1) o 2), se solicita eliminar el</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis que justifica incorporar la instalación en cuestión, en lugar de las alternativas señaladas, se presenta en el numeral 8.3.10 del ITF.</p> <p>En particular, se detectaron problemas de suficiencia en las líneas de transmisión que abastecen la S/E Buin, lo que obligaría ampliar su capacidad, con el consecuente riesgo de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, observamos:</p> <p>1) La CNE reconoce que es posible evitar o aplazar el proyecto propuesto, realizando trasposos de carga, lo cual debe ser evaluado por la CNE como una solución al problema.</p> <p>En caso de que lo anterior no fuera suficiente, al menos se debe evaluar los trasposos de carga como un medio que permita realizar un refuerzo en la línea 1x66kV Alto Jahuel-Buin o el reemplazo del transformador Alto Jahuel 110/66 kV.</p>	<p>proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA LINDEROS del plan de expansión.</p>	<p>enfrentar procesos de licitación complejos, debido en buena medida a la falta de redundancias que presentan las instalaciones, lo que se traduce en ofertas poco competitivas o en falta de interés por parte de las empresas constructoras, con el consecuente problema de suficiencia para las demandas de la zona.</p> <p>En otras palabras, al tratarse de problemas de suficiencia no sólo en unidades de transformación, sino que también en líneas de transmisión, esta Comisión ha optado por asegurar el desarrollo oportuno del sistema de transmisión de la Zona c mediante la incorporación de esta obra en lugar de alternativas que en teoría podrían resultar más económicas, pero que poseen un mayor riesgo de resultar desiertas en su proceso de licitación, ya sea por no presentación de ofertas o por superarse el valor máximo definido para ellas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E28-28	8.3.9 NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS	<p>El ITP se indica:</p> <p><i>Esta obra de expansión, junto con "Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Los Viñedos – San Fernando (CGE)" y "Aumento de Capacidad Línea 2x66 kV Los Viñedos – San Fernando (Transelec)" tienen por objetivo aumentar la seguridad de suministro del sistema de 154 kV entre Alto Jahuel e Itahue.</i></p> <p>En relación al análisis de esta obra, se observa que:</p> <p>1) La CNE recomienda esta obra refiriéndose a que tiene por objetivo aumentar la seguridad de suministro del sistema zonal de 154 kV.</p> <p>2) La CNE justifica la nueva subestación en que se necesita ubicar un nuevo transformador 154/66 kV ya que <i>"Dicho equipo no puede ser instalado en la subestación Tinguiririca debido a que el espacio disponible en la subestación <u>no parece ser suficiente</u> para la instalación de dicho equipo."</i></p> <p>3) Dada la envergadura de esta obra, se solicita realizar el estudio de factibilidad pertinente para tener certeza de que la obra efectivamente no se puede instalar en la S/E Tinguiririca o en una</p>	<p>1) Se solicita evaluar económicamente el NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS según la metodología de la "Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad De Servicio", toda vez que el motivo de su recomendación es por seguridad de suministro. Esta obra debe evaluarse en conjunto con los proyectos de ampliación de línea asociados que gatilla la construcción de esta subestación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Línea 1x66 KV Los Viñedos – San Fernando (CGE)</li> <li>- Línea 2x66 KV Los Viñedos – San Fernando (Transelec)</li> <li>- Línea 2x154 KV Tinguiririca - Viñedos.</li> </ul> <p>2) Se solicita evaluar el proyecto alternativo de (i) instalar un transformador en la S/E CONVENTO VIEJO (ampliando la S/E de ser necesario), y desde allí alimentar a la nueva S/E Puquillay, o (ii) abastecer la S/E Puquillay mediante una línea de 154 KV desde la S/E Convento Viejo.</p> <p>3) Si la S/E Viñedos no se justifica económicamente por seguridad, entonces procede evaluar la mejor alternativa para el abastecimiento de la demanda de Puquillay. Así, se debe comparar el abastecimiento de la demanda con las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) S/E Viñedos junto con la obra AMPLIACIÓN EN LA S/E PUQUILLAY</li> </ul>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En atención a las observaciones recibidas y la revisión de antecedentes que ha hecho esta Comisión, se ha retirado del presente plan la obra en cuestión, reemplazándose por las obras "Ampliación en S/E Tinguiririca" y Ampliación en "S/E San Fernando". Adicionalmente, es del caso indicar que la licitación de la obra "Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca", incorporada en el Plan de expansión 2017, se encuentra pendiente, debido a que se requiere realizar adecuaciones en la S/E San Fernando, las que serán ejecutadas en esta oportunidad, aprovechando la intervención que se realizará en instalaciones de la zona, permitiendo capturar economías de escala y ámbito por efecto del desarrollo conjunto de estas obras.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ampliación de ella.</p> <p>4) Además se solicita presentar la evaluación económica respectiva conforme a los criterios del análisis de seguridad y calidad de servicio para una instalación zonal.</p> <p>5) Esta obra está vinculada a la obra AMPLIACIÓN EN LA S/E PUQUILLAY Y NUEVA LT 2X154 KV LOS VIÑEDOS – PUQUILLAY que se requiere por abastecimiento de la demanda. Sin embargo, vemos que es perfectamente factible y más económico dar solución al abastecimiento de la demanda de puquillay, ya sea realizando una línea de 2x154 KV desde la S/E Convento Viejo o simplemente instalando la capacidad de transformación 154/66 en la S/E Convento Viejo y construyendo una línea de 66 KV hasta la S/E Puquillay. Esta solución además de ser más económica, permitiría liberar la capacidad de transformación de la S/E Tinguiririca y San Fernando asociada a parte de los flujos que van hacia Puquillay.</p> <p>Además, esta subestación Viñedos tiene asociada dos ampliaciones de línea de 66 KV y unade 154 KV que conectan esta</p>	<p>Y NUEVA LT 2X154 KV LOS VIÑEDOS – PUQUILLAY, o</p> <p>(ii) La alternativa señalada en 2) anterior.</p> <p>En caso de ser económicamente más conveniente la solución indicada en 3) (i) que la indicada en 3) (ii), se solicita reemplazar el proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS y las ampliaciones de línea asociadas por el proyecto indicado en 2) (ii).</p> <p>4) En caso de no realizar la evaluación económica del proyecto bajo la metodología de la “Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad De Servicio”, se solicita eliminar el proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS, toda vez que su recomendación no se ajusta al DS037-2019.</p> <p>En todo caso, para recomendar la obra S/E Viñedos se debe entregar el estudio de factibilidad de que la S/E Tinguiririca no tiene espacio o no puede ser ampliada. Si la ampliación fuese factible, entonces deberá evaluar la alternativa de eliminar la S/E Viñedos y ampliar la S/E Tinguiririca.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		subestación con Tinguiririca y San Fernando, las cuales en la práctica solo se requieren al existir la S/E Viñedos.		
E28-29	8.3.10 AMPLIACIÓN EN LA S/E PUQUILLAY Y NUEVA LT 2X154 KVLOS VIÑEDOS – PUQUILLAY	Se observa que la recomendación de este proyecto podría modificarse en caso que se acoja algunos de los comentarios señalados en el punto anterior respecto de la pertinencia de la S/E Viñedos. Así, esta obra deberá modificarse si la CNE resuelve incluir el proyecto de instalar un transformador en la S/E CONVENTO VIEJO (ampliando la S/E de ser necesario), y desde allí alimentar a la nueva S/E Puquillay, de acuerdo con lo que exponemos en nuestra observaciónal proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS, o abastecer la S/E Puquillay mediante una línea de 154 KV desde la S/E Covento Viejo.	1) Se solicita reemplazar el proyecto AMPLIACIÓN EN LA S/E PUQUILLAY Y NUEVA LT 2X154 KV LOS VIÑEDOS – PUQUILLAY del plan de expansión, en caso de que la CNE reemplace el proyecto NUEVA S/E SECCIONADORA LOS VIÑEDOS por el proyecto de instalar un transformador en la S/E CONVENTO VIEJO (ampliando la S/E de ser necesario), y desde allí alimentar a la nueva S/E Puquillay o en caso de abastecer la S/E Puquillay mediante una línea de 154 KV desde Convento Viejo.	Ver respuesta a observación E28-28.
E28-30	8.3.12 NUEVAS SS/EE LAS DELICIAS Y COIQUÉN Y NUEVA LT 2X66 KV LAS DELICIAS – COIQUEN	En el ITP se indica:  <i>Las obras de expansión zonales denominadas “Nueva S/E Seccionadora Las Delicias” y “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén” tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la localidad de Quirihue y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo el período de análisis.</i>	Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén”, y consecuentemente no modificar la obra Nueva “S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte” contenida en el DS 229/2021, toda vez que esta es la solución más económica para abastecer la demanda.	No se acoge la observación.  En primer lugar, es importante indicar que las obras señaladas como alternativas, en este caso, la obra incorporada en el Plan 2020 y la modificación incluida en el presente proceso, si bien cumplen la misma finalidad, cual es alimentar las cargas que se tomarán desde la futura S/E

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>Esta obra se propone con el objetivo de mejorar la calidad de suministro para la futura subestación Coiquén, la cual se propuso en la obra denominada “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 kV Coiquén – Hualte”, incluida en el Plan de Expansión Anual de Transmisión del año 2020. Tomando en cuenta que se propone la nueva S/E Seccionadora Las Delicias por concepto de Acceso Abierto, y que este nodo del sistema representaría un nodo mucho más fuerte que la barra de 66 kV de la S/E Hualte, se propone reemplazar la línea 1x66 kV Coiquén</i></p> <p><i>– Hualte (propuesta en el Plan de Expansión Anual de Transmisión del año 2020) por la línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquén, otorgando de esta manera una mejor calidad de servicio a los clientes que serán suministrados por la S/E Coiquén. Para lograr este objetivo, se promueve el desarrollo de la “Nueva S/E Las Delicias” y la nueva línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquén de al menos 46 MVA a 35°C con sol por circuito.</i></p> <p><i>En futuros Planes de Expansión de la Transmisión se evaluará la manera de utilizar la futura subestación Coiquén como un punto de suministro para el sistema de 66 kV, y así aumentar la seguridad de suministro del sistema.</i></p>		<p>Coiquén, no son comparables directamente utilizando sólo su valor de inversión como métrica, pues la alternativa incorporada el presente plan de expansión ofrece ventajas relevantes sobre la obra original, las que se pueden apreciar al realizar un análisis conjunto de la zona y no simplemente considerando la problemática puntual de suficiencia en la zona de Quirihue, lo que representa justamente una de las funciones del proceso de planificación llevado a cabo por esta Comisión. Es por esta razón que se utiliza un horizonte amplio y una mirada de largo plazo, con consideraciones de redundancias y para hacer frente a requerimientos futuros.</p> <p>En sentido, algunas de las ventajas consideradas para efectos de tomar la decisión de modificar la obra del plan 2020, son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La obra modificada ofrece una condición de seguridad muy</li> </ul>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Al respecto, se observa:</p> <p>1) Como antecedentes, se resume:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Se indica que los dos proyectos “Nueva S/E Seccionadora Las Delicias” y “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén” <i>“tienen por objetivo permitir el abastecimiento de la demanda”</i>.</li> <li>ii. En el siguiente párrafo se indica que las obras se proponen <i>“con el objetivo de mejorarla calidad de suministro para la futura subestación Coiquén”</i> que fuera aprobada en el Plan de Expansión 2020.</li> <li>iii. En dicho plan de expansión, se recomendó la obra “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 Coiquén – Hualte” por un problema de suficiencia por falta de capacidad en el transformador Hualte 66/33 kV para abastecer la S/E Quirihue 33 kV.</li> </ul> <p>2) Las CNE propone reemplazar el proyecto “Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66 Coiquén – Hualte”, de VI ref USD 8.613.569, por el proyecto “Nueva S/E Coiquén y Nueva</p>		<p>superior a la obra original, ya que no sólo contará con redundancia en los circuitos de 66 kV que la alimentan, sino que se trata de líneas menos extensas y que se conectarán directamente a una instalación de 220 kV, la que, además, permite un mejor desempeño desde el punto de vista técnico, con la consecuente mejora en cuanto a calidad de producto y la minimización de pérdidas en el segmento de transmisión.</p> <p>- Además, el hecho de que la S/E Coiquén se alimente desde un sistema de transmisión distinto a aquel formado por las instalaciones de transmisión en 154 kV, que luego bajan a 66 kV en las SS/EE Monterrico, Los Canelos y Chillán, significa una descarga de estos últimos, permitiendo traspasar parte de la carga de estas líneas hacia el sistema de 220 kV que se desarrolla por la zona costa de las regiones de Bío Bío, Ñuble y Maule, y con ello postergar posibles inversiones en las líneas de 154 y 66 kV señaladas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Línea 2x66 kV Las Delicias – Coiquén” de VI ref USD 13.330.071, fundado en que <i>“se propone la nueva S/E Seccionadora Las Delicias por concepto de Acceso Abierto, y que este nodo del sistema representaría un nodo mucho más fuerte que la barra de 66 kV de la S/E Hualte”.</i></p> <p>3) Al respecto, observamos que sin contar el costo de la S/E Las Delicias, la nueva solución propuesta es 55% más cara. Si se suma el costo de la S/E Las Delicias, la nueva solución es 246% más cara. Por tanto, no vemos justificación para reemplazar el proyecto que fue analizado, justificado y aprobado en el proceso de planificación 2020.</p> <p>A lo anterior se suma que hemos observado en el presente proceso que la inclusión de la S/E Las Delicias en el presente plan no estaría justificada.</p>		<p>- Finalmente, se espera que a futuro se abran nuevas subestaciones primarias de distribución en zonas aledañas a la ubicación de la S/E Las Delicias, lo que será factible gracias a la modificación realizada en este plan.</p>
E28-31	8.3.13 NUEVA SE LITUECHE Y NUEVA LT 2X110 KV LITUECHE – LA ESTRELLA	<p>El ITP indica:</p> <p><i>La obra de expansión zonal denominada “Nueva SE Litueche y Nueva LT 2x110 kV Litueche - La Estrella” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda de la localidad de Litueche y sus alrededores, cumpliendo los criterios de seguridad y suficiencia durante todo</i></p>	<p>1) Dado el monto reducido de demanda que no sería posible abastecer a través del transformador Rapel 66/13,2 kV, se solicita evaluar el proyecto alternativo de aumentar la capacidad de transformación en la S/E Rapel (reemplazo de transformador o agregar transformador).</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El análisis desarrollado por esta Comisión inició justamente evaluando la alternativa de ampliar la S/E Reguladora Rapel, para luego continuar revisando alternativas de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>el período de análisis.</i></p> <p><i>Actualmente, la localidad de Litueche se abastece a través del alimentador Litueche, el cual se conecta a la subestación Reguladora Rapel 66/13,2 kV. De acuerdo con la demanda proyectada por esta Comisión y las simulaciones realizadas, se proyecta que al año 2026 dicho transformador tendría una cargabilidad superior al 100%, tal como se presenta en el siguiente gráfico. Esto forzaría a realizar trasposos de demanda entre subestaciones del sistema para mantener el criterio de suficiencia.</i></p> <p>Ver Figura 81</p> <p><i>De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la construcción de la nueva subestación Litueche, la cual contará con un equipo de transformación 110/13,2 kV de al menos 15 MVA y de la línea 2x110 kV Litueche - La Estrella con una capacidad de al menos 90 MVA. Se recomienda que la S/E Litueche se emplace al sur de la ciudad de Litueche, de manera de tener acceso al alimentador Litueche. Adicionalmente, el emplazamiento al sur de la ciudad de</i></p>	<p>2) En caso de ser más económica la solución indicada en 1), se solicita eliminar el proyecto NUEVA SE LITUECHE Y NUEVA LT 2X110 KV LITUECHE – LA ESTRELLA del plan de expansión.</p> <p>Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en este caso por la CNE. De no haber criterios técnico-económico razonables que justifiquen la holgura de la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios de holgura coherentes con la planificación.</p>	<p>ampliación en instalaciones existentes, como por ejemplo en la S/E Quelentaro, las cuales fueron descartadas por problemas de factibilidad (espacios reducidos e imposibilidad de ampliación). A continuación se analizó la obra propuesta por el Coordinador para solucionar la problemática detectada, en particular, la denominada Nueva S/E Chuchunco, a partir de la cual se llegó a la solución incorporada en el presente plan de expansión, la que permite llegar con líneas en 110 kV hacia la zona que representa el principal foco de demanda abastecido por la S/E Reguladora Rapel, como es la localidad de Litueche. Adicionalmente, permite la posibilidad de generar respaldos a través del sistema de distribución con las localidades de La Estrella y Marchigüe. Finalmente, es importante indicar que, si bien parece no resultar coherente el monto de demanda a abastecer con el</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>Litueche permitiría que la subestación del mismo nombre tuviese acceso al alimentador Marchigüe La Estrella (el cual se abastece desde la S/E Marchigüe), y por lo tanto posibilitaría que la S/E Litueche de respaldo a otras subestaciones del sistema cercano.</i></p> <p>Al respecto, se observa que la CNE no evaluó el proyecto alternativo de aumentar la capacidad de transformación en Rapel 66/13,2 kV. Caba señalar que la cargabilidad del trafo existente llega a 100% el 2026 con 10 MVA, es decir, el déficit es de tan sólo 1,5 MVA (con el criterio de 15% de holgura). Para solucionar ese déficit, la CNE recomienda una obra que involucra una nueva subestación con 15 MVA de transformación y una nueva línea de doble circuito de al menos 90 MVA, lo cual parece un exceso de inversión.</p> <p>Por tanto, se deben evaluar un proyecto alternativo más económico, como por ejemplo agregar capacidad de transformación 66/13,2 kV en S/E Rapel.</p> <p>Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo a lo</p>		<p>nivel de tensión escogido para el desarrollo, en muchas ocasiones no es posible contar con un espectro amplio de soluciones posibles, en particular, en lo que respecta a los niveles de tensión, de modo que las soluciones se terminan ajustando a la realidad de cada zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”. Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.		
E28-32	8.3.14 AMPLIACIÓN S/E PAILLACO (NTR ATMT) Y SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LLOLLEHUE – LOS LAGOS	<p>El ITP indica:</p> <p><i>La obra de expansión zonal denominada “Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y seccionamiento línea 1x66 kV Llollehue – Los Lagos” tiene como objetivo permitir el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Paillaco durante todo el horizonte de análisis y brindar flexibilidad a la zona ante una contingencia en la LT 1x66 kV Llollehue – Los Lagos.</i></p> <p><i>Lo anterior se fundamenta en que la proyección de demanda en la S/E Paillaco muestra que, al año 2026, se alcanzaría una cargabilidad superior al 85% en el tramo de transformación que suministra en 13,8 kV, por lo que se requiere ampliar dicha capacidad.</i></p> <p><i>De esta forma, para efectos de dar solución a lo anterior, esta Comisión propone la incorporación de una nueva unidad 66/13,8 kV de, a lo menos 15</i></p>	<p>1) Se solicita justificar económicamente la holgura planteada en estecaso por la CNE. De no haber criterios técnico-económico razonables que justifiquen la holgura de la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicandocriterios de holgura coherentes con la planificación.</p> <p>2) De no haber criterios técnico-económico razonables que justifiquen la holgura de la capacidad de transformación, se solicita reducir la capacidad del nuevo transformador, aplicando criterios deholgura coherentes con la planificación.</p> <p>3) Se solicita evaluar económicamente el SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LLOLLEHUE – LOS LAGOS como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador. Lo anterior, debido a que de acuerdo con el DS037-2019, corresponde evaluar esta parte del proyecto según la metodología de la “Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad De Servicio”.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A continuación se da respuesta a los puntos señalados en la observación:</p> <p>1) y 2): se revisó la capacidad del equipo propuesto, ajustándose en el presente ITF, en relación con la capacidad indicada con motivo del ITP.</p> <p>3) Ver respuesta a observación E28-19.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>MVA en S/E Paillaco y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Llollehue – Los Lagos, en S/E Paillaco.</i></p> <p>Ver Figura 82</p> <p>Al respecto observamos lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) La obra planteada por la CNE considera en realidad dos obras que son independientes (i) el transformador, y (ii) la regularización del Tap-off. Respecto de la primera obra, la CNE la evalúa por abastecimiento de la demanda, sin embargo, la segunda no se requiere para este mismo fin, por lo que debería evaluarse por análisis de seguridad y calidad de servicio, ya que incide en las desconexiones de carga ante fallas.</li> <li>2) La holgura presentada en este caso para el transformador no está justificada (pasar de 4 a 20 MW)</li> <li>3) Además, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de</li> </ol>	<p>En caso de no evaluarse el seccionamiento referido en 3) como un proyecto separado de la instalación de un nuevo transformador, entonces se debe eliminar del alcance del proyecto las obras que corresponden a SECCIONAMIENTO LÍNEA 1X66 KV LLOLLEHUE – LOS LAGOS.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>acuerdo a lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión". Dicha holgura debe justificarse económicamente conforme el art 73 de Reglamento.</p> <p>A continuación, el unilineal simplificado de la S/E Paillaco. Ver Figura 83</p>		
E28-33	<p>8.2.1 SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 1X66KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA</p>	<p>Se presenta tabla 8.7 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto "SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 1X66KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA".</p> <p>Ver Figura 84</p> <p>La CNE indica: <i>A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, se concluye que el proyecto "Seccionamiento de la Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota" entrega un VAN cercano a</i></p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA 1X66KV CHAPIQUIÑA-ARICA EN S/E PARINACOTA, toda vez que de acuerdo con la metodología de evaluación aplicada, no debe recomendarse la obra al resultar un VAN negativo.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se establece en el numeral 8.4.4 del ITF, los criterios para la incorporación de obras por motivos de seguridad no sólo corresponden a una evaluación económica favorable en términos de reducción de la ENSE, sino que considera, además, otros criterios. En primer lugar se tiene en cuenta la cantidad de propuestas, tanto del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>0, por lo que se encuentra cerca de la indiferencia en términos de inversión. No obstante lo anterior, dado que la línea 110 kV Arica – Pozo Almonte tiene una gran cantidad de fallas, esta Comisión propone la incorporación de la obra indicada en el presente proceso de expansión.</i></p> <p>Al respecto observamos que el VAN del proyecto es negativo. En atención a lo anterior, corresponde aplazar la decisión de inversión para ser reevaluada en el próximo plan de expansión.</p>		<p>Coordinador como de empresas, para dar solución a la problemática de seguridad de abastecimiento a la ciudad de Arica, lo cual es una muestra de que se requiere un nivel de seguridad superior al actual en el abastecimiento de los consumos y, en particular, para aquellos que se abastecen actualmente a través de la línea 1x110kV Arica - Pozo Almonte, la que presenta un alto número de fallas. En este sentido, esta Comisión adoptó la decisión de incorporar igualmente la obra en cuestión, dado que los análisis de seguridad desarrollados dieron cuenta de que esta corresponde a la mínima obra factible de desarrollar y que proporcionaría un grado de seguridad superior a los consumos de la ciudad de Arica, permitiendo contar prácticamente con una seguridad coherente con el criterio N-1, toda vez que podría, eventualmente y a futuro, prescindirse de una</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>parte de la línea de 110 kV citada.</p> <p>Finalmente, si bien es cierto que la evaluación económica de la reducción de ENSE arroja un resultado negativo, se tuvo en cuenta que dicho valor resultaba prácticamente en la indiferencia, de modo que considerando un valor levemente inferior para su valor de inversión (0.8% menos), el resultado sería positivo.</p>
E28-34	<p>8.2.4 AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL (dentro de 8.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN POR SEGURIDAD</p> <p>Y CALIDAD DE SERVICIO)</p>	<p>Se presenta tabla 8.10 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL"</p> <p>Ver Figura 85</p> <p>Indicándose: <i>"A partir de los resultados presentados en la tabla anterior, es posible observar que el proyecto "Ampliación En S/E Mariscal (NTR ATMT)" logra cubrir prácticamente la totalidad de sus costos al ser evaluado únicamente respecto de su aporte a la seguridad de abastecimiento."</i></p> <p>Creemos que esta aseveración es incorrecta, los beneficios del proyecto no logran cubrir cerca del 10% del VI del</p>	<p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto AMPLIACIÓN EN S/E MARISCAL, toda vez que de acuerdo con la metodología de evaluación aplicada, no debe recomendarse la obra al resultar un VAN negativo.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien es cierto que la obra en cuestión no logra cubrir una parte de sus costos de inversión al observar únicamente su aporte por reducción de la ENSE, a juicio de esta Comisión, el hecho de restar únicamente 2 años de holgura, para luego tener que incorporar igualmente la obra, es motivo suficiente para adelantar su incorporación y solucionar de paso los problemas de seguridad de abastecimiento en la S/E Mariscal.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyecto lo cual no es despreciable. Si bien después se indica que la <i>“unidad presentaría requerimientos por suficiencia en el mediano plazo”</i> en la práctica la instalación actual aún puede suministrar la totalidad de la demanda hasta el año 2028.</p> <p>Por tanto, dado que el tiempo de construcción e instalación del proyecto son menores a 3 años, aún existiría holgura suficiente para reevaluar el proyecto el año siguiente.</p>		<p>Lo anterior debe ser contextualizado, además, en la zona de emplazamiento de la instalación, lo que es relevante debido a que se han presentado crecimientos puntuales que no alcanzan a ser previstos por el proceso de planificación y que han debido atenderse mediante el mecanismo de obras urgentes, como han sido las diversas obras que se han autorizado en la Región Metropolitana para dichos efectos, lo que sin duda representa una consideración adicional a la hora de tomar la decisión de incorporar esta obra.</p> <p>Finalmente, es del caso indicar que, de todas las obras de similares características presentadas en la zona por motivos de seguridad, esta fue la única que se incorporó en el presente proceso, en atención a lo anteriormente señalado.</p>
E28-35	8.5.5 AMPLIACIÓN EN S/E CELULOSA PACÍFICO	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto, recomendado por Acceso Abierto, no</p>	Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La obra en cuestión corresponde a una obra incorporada con motivo del</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar incondicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos de tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	<p>Plan de Expansión 2020 y forma parte de una solución de transmisión conjunta con la futura S/E La Invernada, incorporada en el mismo proceso. En este sentido, la modificación planteada en el presente proceso viene a adicionar una posición con el propósito de permitir la conexión de algún proyecto que lo requiera, lo que se justifica en atención al criterio de eficiencia constructiva descrito en la sección 7.42.3 del ITF y en la necesidad de contar con posiciones para la conexión de proyectos que se observa en la zona, en particular, en atención a las solicitudes de uso de capacidad técnica disponible en la misma instalación y que quedaron en una condición de incompatibilidad en relación a la nueva calificación de la instalación debido a la intervención que provoca la incorporación de esta obra de expansión a través del proceso de planificación 2020. En este sentido, la figura de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				condicionamiento sugerida no aplica en forma directa, pues se trataría de un condicionamiento respecto del alcance de la obra y no sobre la obra completa, pudiendo perderse la oportunidad de capturar la economías de ámbito y escala que se darían al ejecutar la obra de la forma que se plantea en el ITF.
E28-36	8.5.6 NUEVA S/E LAS DELICIAS	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto, recomendado por Acceso Abierto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generacióna conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100</i></p>	<p>1) Se solicita indicar cuál es el criterio y métrica utilizada por la CNE para evaluar las necesidades de acceso abierto, que justifican la recomendación de esta nueva subestación. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen esta nueva subestación, se solicita eliminarla del plan de expansión.</p> <p>2) En caso de que esta S/E sea justificada de acuerdo con lo solicitado en 1), se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se indica en el capítulo 8 del ITF, los motivos que justifican la incorporación de la S/E Las Delicias en el presente Plan de Expansión corresponden esencialmente a dos requerimientos:</p> <p>1) La necesidad de conexión de un proyecto de generación que, ya a la fecha de emisión del ITP, se encontraba presentado en el SEIA (que corresponde al requisito planteado para la obra Ampliación en S/E Cauquenes),</p> <p>2) La necesidad de contar con un punto de conexión para la S/E Coiquén, la que fue incorporada en el Plan de</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	<p>Expansión 2020 y que es modificada en el presente proceso, de modo de permitir su conexión a un punto de abastecimiento de mayor capacidad y fortaleza, el que además podría permitir, a futuro, la eventual incorporación de nuevas subestaciones ubicadas en la costa de la Región de Ñuble.</p>

## Anexos Empresa 28

Figura 58

Tabla 8.1: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	21.189	17.710	20.952	19.797	31.334
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.212	17.733	20.976	19.820	31.357
Beneficios (Base – Proyecto)	413	433	560	458	374

Figura 59

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	6	5	3	5
2028	1	2	2	0	1
2029	2	5	5	2	4
2030	18	17	21	16	23
2031	19	18	21	15	26
2032	19	14	18	18	26
2033	19	14	21	22	32
2034	20	15	17	23	31
2035	19	18	19	19	18
2036	17	19	15	15	20
2037	14	20	18	16	14
2038	16	18	18	17	14
2039	14	16	18	15	12
2040	11	12	19	15	6
2041	13	14	23	17	8
<b>Total</b>	<b>208</b>	<b>210</b>	<b>240</b>	<b>214</b>	<b>240</b>
VP Perpetuidad	205	222	320	244	134
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>413</b>	<b>433</b>	<b>560</b>	<b>458</b>	<b>374</b>

Figura 60

Tabla 8.2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	20.571	17.345	20.383	19.397	30.431
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.599	17.373	20.411	19.424	30.459
Beneficios (Base – Proyecto)	1.026	793	1.125	854	1.272

Figura 61

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	7	12	11	7	13
2028	14	14	19	12	15
2029	35	22	39	22	33
2030	36	27	50	32	41
2031	36	27	45	34	37
2032	35	25	38	37	37
2033	34	22	37	32	38
2034	36	24	35	33	45
2035	38	30	38	33	48
2036	35	32	37	32	54
2037	36	30	36	34	52
2038	34	26	36	32	46
2039	34	27	38	29	43
2040	35	25	37	28	41
2041	35	28	38	26	46
<b>Total</b>	<b>480</b>	<b>372</b>	<b>533</b>	<b>423</b>	<b>589</b>
VP Perpetuidad	547	421	591	431	683
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>1.026</b>	<b>793</b>	<b>1.125</b>	<b>854</b>	<b>1.272</b>

Figura 62

CenINum	CenNom	CenFOpe	CenFecOpelni	CenBar	CenPMax
44	Tal Tal Eólico_rbc	T	feb-23	Parinas 220	98
1001	Eolica_Horizonte	T	ene-24	Parinas 220	980
1002	Eolica_Lomas_de_Taltal	T	ene-26	Parinas 220	353
1003	Eolica_Nolana	T	ene-26	Parinas 220	280
1000	Eolica_Pampa_Fidelia	T	ene-27	Parinas 500	920
1004	Eolica_Pampa_Yolanda	T	ene-27	Parinas 220	532

Figura 63

**Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.243	17.066	19.919	19.178	29.958
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.246	17.069	19.922	19.181	29.961
Beneficios (Base – Proyecto)	153	144	288	119	333

Figura 64

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	14	6	11	4	10
2027	38	12	42	8	16
2028	18	6	20	12	15
2029	2	1	6	12	5
2030	-	1	0	0	2
2031	0	0	2	-	1
2032	1	1	3	-	0
2033	2	2	3	1	5
2034	2	2	5	2	6
2035	2	3	6	2	8
2036	3	4	8	3	9
2037	3	4	9	4	12
2038	3	4	8	4	12
2039	3	4	9	4	11
2040	3	5	9	4	12
2041	4	7	8	4	13
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>61</b>	<b>149</b>	<b>60</b>	<b>142</b>
VP Perpetuidad	54	83	140	59	191
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>153</b>	<b>144</b>	<b>288</b>	<b>119</b>	<b>333</b>

Figura 65

Tabla 8.4: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto	20.062	16.737	19.636	18.975	29.318
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.065	16.740	19.639	18.978	29.321
Beneficios (Base – Proyecto)	131	83	233	104	340

Figura 66

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	15	6	11	4	10
2027	32	10	36	7	13
2028	16	5	17	11	13
2029	2	1	6	10	4
2030	- 2	- 0	- 0	- 2	0
2031	- 0	- 0	1	- 1	3
2032	1	1	2	- 1	4
2033	1	2	3	1	5
2034	1	2	4	1	6
2035	2	3	5	2	8
2036	2	3	6	2	8
2037	3	1	7	3	12
2038	2	2	6	3	11
2039	2	2	7	3	11
2040	3	2	7	3	12
2041	3	4	6	3	15
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>43</b>	<b>123</b>	<b>51</b>	<b>137</b>
VP Perpetuidad	46	40	110	53	203
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>131</b>	<b>83</b>	<b>233</b>	<b>104</b>	<b>340</b>

Figura 67

Tabla 8.5: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Figura 68

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	- 8	- 8	- 7	- 10	- 6
2031	- 9	- 8	- 6	- 8	- 5
2032	- 8	- 5	- 5	- 7	- 3
2033	- 8	- 5	- 5	- 8	- 4
2034	- 7	- 4	- 3	- 7	- 2
2035	- 6	- 1	- 0	- 6	- 2
2036	- 4	1	2	3	5
2037	- 3	3	2	3	11
2038	- 4	2	2	2	11
2039	- 3	3	3	2	13
2040	- 2	6	3	1	18
2041	- 2	9	3	1	19
<b>Total</b>	- <b>35</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	- <b>35</b>	<b>95</b>
VP Perpetuidad	- 36	95	43	- 21	264
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	- <b>71</b>	<b>115</b>	<b>63</b>	- <b>56</b>	<b>359</b>

Figura 69

Tabla 8.6: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.466	18.153	20.984	19.419	31.291
Costo Operacional Con Proyecto	21.359	18.078	20.595	19.143	31.103
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.370	18.089	20.605	19.154	31.114
Beneficios (Base – Proyecto)	96	63	379	265	177

Figura 70

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3	- 0,3
2027	- 0,5	- 0,6	- 0,5	- 0,6	- 0,5
2028	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,5
2029	- 0,4	- 0,5	- 0,5	- 0,5	- 0,4
2030	4,3	- 0,2	13,9	24,4	3,1
2031	5,8	- 0,2	18,6	32,6	2,7
2032	3,7	- 0,1	12,7	20,2	3,8
2033	3,5	0,0	12,5	17,3	4,7
2034	2,0	0,2	13,4	10,4	3,7
2035	3,2	0,7	13,8	12,5	5,1
2036	3,0	0,9	13,5	10,1	5,9
2037	2,6	1,3	12,5	13,1	5,8
2038	2,2	1,8	12,6	9,5	6,4
2039	2,4	2,5	12,6	7,7	7,2
2040	4,5	3,1	11,2	5,9	7,6
2041	3,9	4,0	17,2	5,2	7,2
<b>Total</b>	<b>39,2</b>	<b>12,2</b>	<b>162,5</b>	<b>167,0</b>	<b>61,5</b>
VP Perpetuidad	56,9	51,2	216,4	97,9	115,7
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>96,1</b>	<b>63,5</b>	<b>378,9</b>	<b>265,0</b>	<b>177,1</b>

Figura 71

<b>Año</b>	<b>PELP</b>	<b>Plan Tx</b>
2021		
2022		
2023		
2024		
2025	<b>0,1%</b>	<b>1,3%</b>
2026	<b>-1,4%</b>	<b>-1,4%</b>
2027	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>
2028	<b>4,5%</b>	<b>4,5%</b>
2029	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>
2030	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>
2031	<b>1,0%</b>	<b>1,1%</b>
2032	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>
2033	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>
2034	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>
2035	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>
2036	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>
2037	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>
2038	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>
2039	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>
2040	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>

Figura 72

<b>Año</b>	<b>Dda Baja %</b>
2020	<b>71.253</b>
2021	<b>73.941</b>
2022	<b>77.787</b>
2023	<b>80.578</b>
2024	<b>84.334</b>
2025	<b>84.389</b>
2026	<b>83.173</b>
2027	<b>84.427</b>
2028	<b>88.205</b>
2029	<b>90.009</b>
2030	<b>90.568</b>
2031	<b>91.516</b>
2032	<b>92.784</b>
2033	<b>94.327</b>
2034	<b>95.862</b>
2035	<b>97.876</b>
2036	<b>99.690</b>
2037	<b>101.560</b>
2038	<b>103.341</b>
2039	<b>105.083</b>
2040	<b>106.899</b>

Figura 73

Informe Demanda	
Año	Tasa
2021	3,8%
2022	5,2%
2023	3,6%
2024	4,7%
2025	2,5%
2026	3,6%
2027	3,2%
2028	0,7%
2029	0,9%
2030	0,9%
2031	1,2%
2032	1,8%
2033	1,8%
2034	1,8%
2035	0,9%
2036	1,2%
2037	1,4%
2038	1,7%
2039	1,9%
2040	2,5%

Tasa Crecimiento PELP		
Año	Dda Media %	Dda Baja %
2021		
2022	6,7%	6,9%
2023	4,0%	4,3%
2024	0,8%	0,9%
2025	1,6%	2,1%
2026	0,1%	0,1%
2027	2,6%	3,2%
2028	2,2%	1,9%
2029	3,0%	3,4%
2030	2,1%	4,2%
2031	2,2%	2,5%
2032	2,6%	3,6%
2033	2,7%	5,5%
2034	2,8%	3,4%
2035	3,1%	4,9%
2036	3,0%	3,7%
2037	3,0%	3,8%
2038	2,9%	3,7%
2039	2,9%	3,7%
2040	3,1%	5,3%

Tasa Crecimiento Plan Tx		
Año	Dda Media %	Dda Baja %
2021		
2022	5,2%	5,2%
2023	3,8%	4,8%
2024	6,7%	6,9%
2025	4,0%	4,3%
2026	0,8%	0,9%
2027	1,6%	2,2%
2028	0,1%	0,1%
2029	2,6%	3,2%
2030	2,2%	1,9%
2031	3,0%	3,4%
2032	2,1%	4,2%
2033	2,2%	2,5%
2034	2,6%	3,6%
2035	2,7%	5,5%
2036	2,8%	3,4%
2037	3,1%	4,9%
2038	3,0%	3,8%
2039	3,0%	3,8%
2040	2,9%	3,7%

Figura 74

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN			
Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2020			
2021	73.941	73.941	73.941
2022	77.787	77.787	77.787
2023	80.578	80.908	81.133
2024	84.334	81.555	81.845
2025	84.389	82.863	83.601
2026	83.173	82.963	83.663
2027	84.427	85.161	86.373
2028	88.205	87.027	88.038
2029	90.009	89.669	91.073
2030	90.568	91.530	94.874
2031	91.516	93.587	97.278
2032	92.783	96.063	100.740
2033	94.327	98.689	106.321
2034	95.862	101.412	109.916
2035	97.876	104.597	115.282
2036	99.690	107.694	119.602
2037	101.560	110.968	124.131
2038	103.341	114.234	128.761
2039	105.082	117.588	133.470
2040	106.899	121.193	140.487

Figura 75

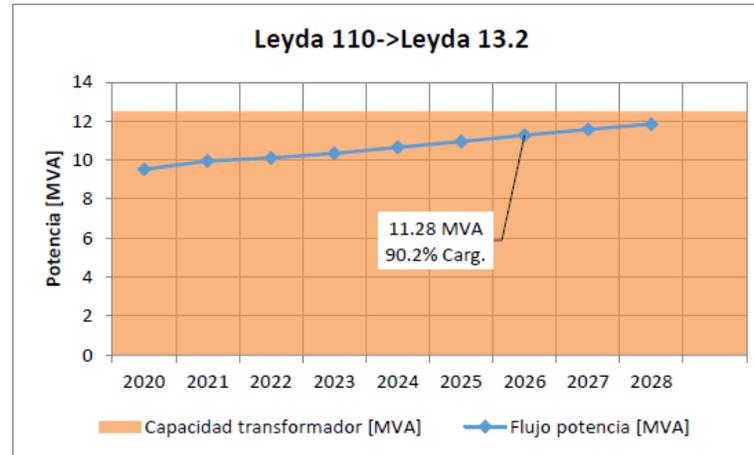


Figura 8.20: Proyección de demanda máxima y capacidad instalada actual en S/E Leyda

Figura 76

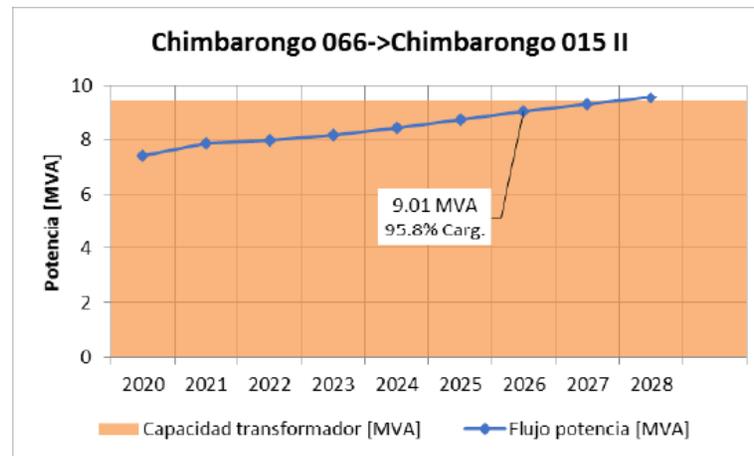


Figura 77

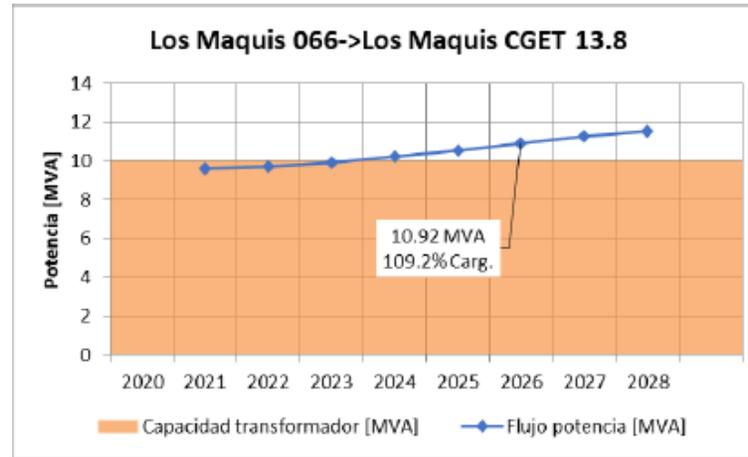


Figura 78

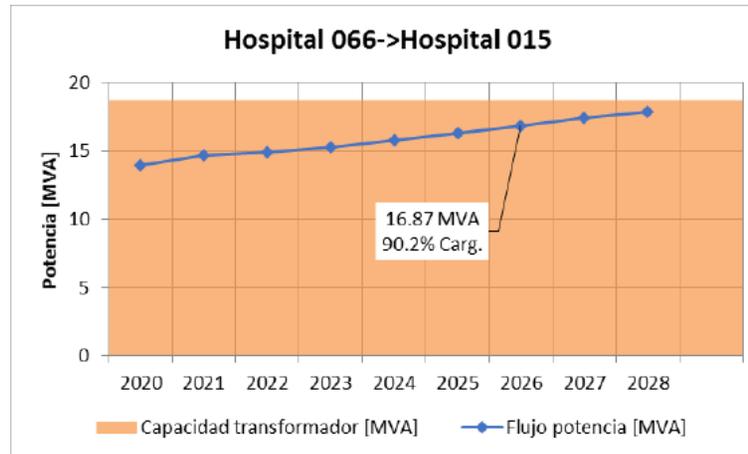


Figura 79

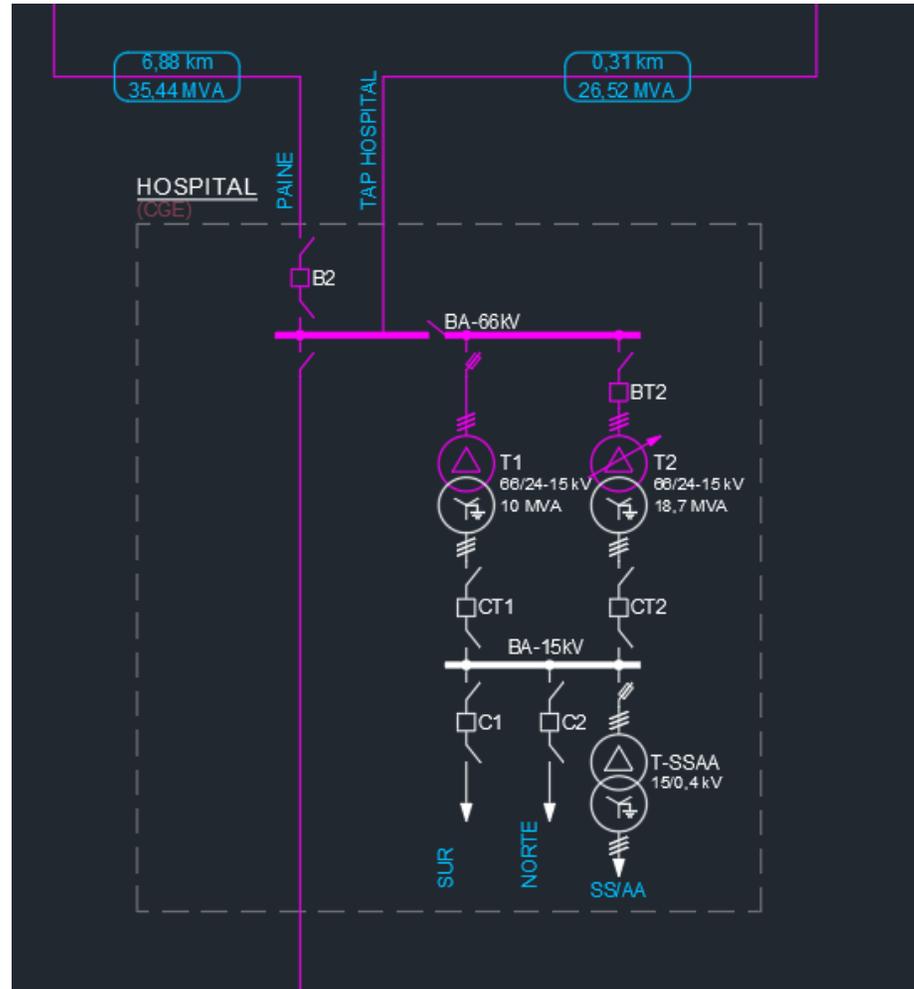


Figura 80

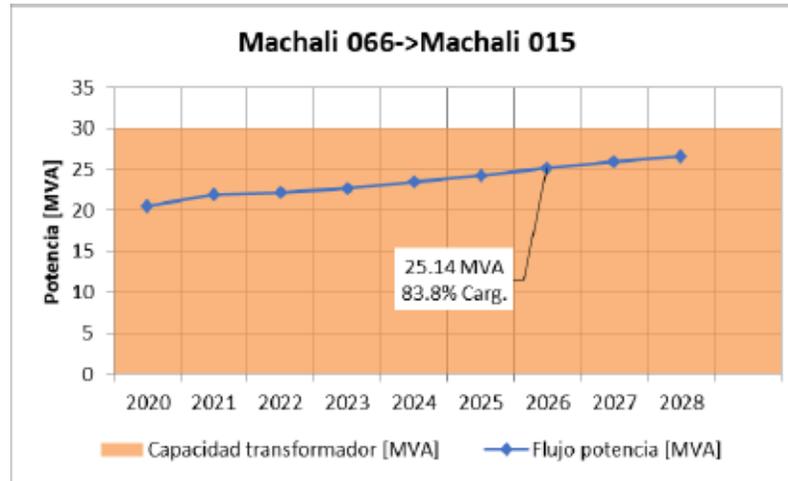


Figura 81

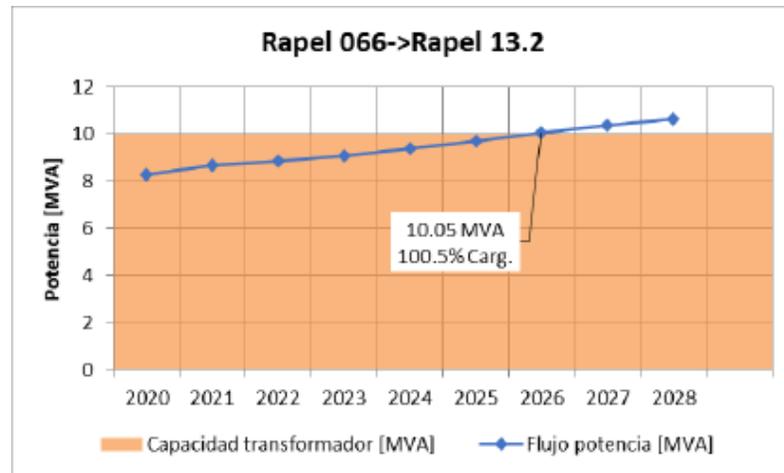


Figura 82

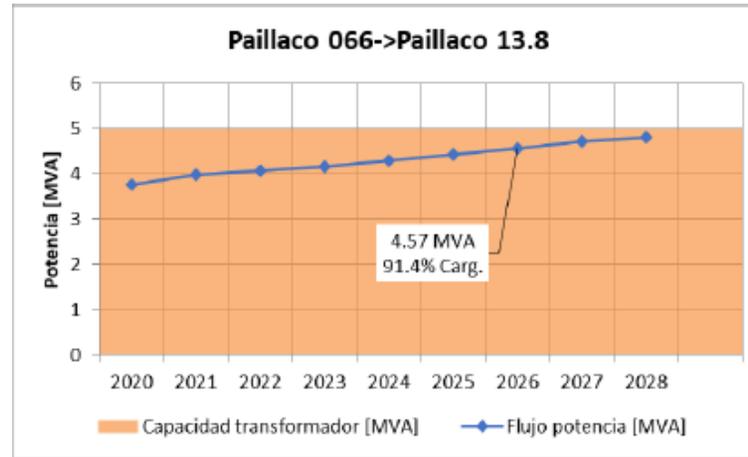


Figura 83

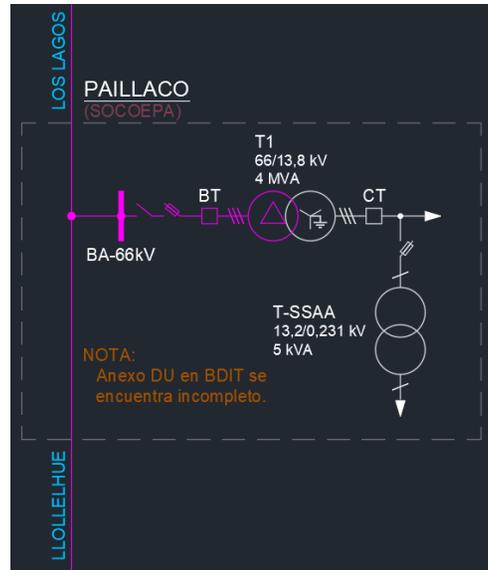


Figura 84

**Tabla 8.7: Evaluación económica del proyecto.**

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
Seccionamiento de la Línea 1x66kV Chapiquiña-Arica en S/E Parinacota	2.932.947	2,13	2,11	-0,02

Figura 85

**Tabla 8.10: Evaluación económica del proyecto.**

Nombre proyecto	VI [US\$]	VATT [MMUSD]	Beneficios por reducción de CFCD [MMUSD]	VAN [MMUSD]
S/E Mariscal: Nuevo Equipo 110/12 kV de 50 MVA	4.070.862	2,80	2,40	-0,4

---

## E29 – Angloamerican

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E29-01	7.4.3.1 Suficiencia	<p><i>“Finalmente, la Comisión evaluó la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, considerando para dichos efectos distintas variables e indicadores de los sistemas de distribución que son alimentados desde las instalaciones de transmisión zonal. Estos proyectos pasaron a la siguiente etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de modo de identificar su potencial aporte a la seguridad en el abastecimiento de la demanda de clientes finales.”</i></p> <p>La CNE no indica las variables e indicadores de los sistemas de distribución considerados en la evaluación, ni cómo estos fueron ponderados y evaluados. Por tanto, no es posible verificar su coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión (tal como señala la propia CNE en el numeral 7.4.2).</p>	Se solicita a la CNE indicar las variables e indicadores de los sistemas de distribución considerados en la evaluación, y cómo estos fueron ponderados y evaluados. Lo anterior, con el objetivo de verificar su coherencia con los objetivos generales de la planificación de la transmisión.	Ver respuesta a observación E26-01
E29-02	7.4.4 ETAPA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Al respecto, resulta importante señalar que la aplicación de estos criterios propende a una adecuada conciliación entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico en los distintos escenarios, así como el suministro de la demanda a mínimo precio,</i></p>	Se solicita indicar los criterios definidos por la CNE para establecer la referida “adecuada conciliación” entre los objetivos de la Ley, en cuanto a la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda, entendida como una mejora en los niveles de seguridad, y la incorporación de obras que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.	Ver respuesta a observación E26-02.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>razón por la cual estos objetivos deben ser considerados en conjunto y no por sí solos.</i></p> <p>Al respecto, se observa que no se define los criterios para establecer la referida “adecuada conciliación”.</p> <p>En este sentido, el Reglamento señala que “Los criterios de holgura y redundancia podrán aplicarse durante las distintas etapas del Proceso de Planificación, de acuerdo con lo señalado en los artículos siguientes, debiendo la Comisión justificarlos debidamente en cada caso en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”.</p>	<p>A modo de ejemplo, se solicita especificar claramente (i) los supuestos y criterios utilizados para una evaluación económica (ENS v/s VATT, eficiencia operacional, etc), si correspondiere, o (ii) la aplicación de los criterios establecidos en la Norma Técnica o en otros cuerpos normativos considerados por la Comisión, que hagan trazable y reproducible la aplicación de estos para determinar la incorporación de una obra en el Plan de Expansión.</p>	
E29-03	7.4.4.5 Variables ambientales y territoriales	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Corresponde a la identificación de los posibles efectos sobre el medioambiente, el territorio y las comunidades, de modo de incorporar este tipo de variables en los análisis y la definición de las características de la obra, así como en sus plazos de ejecución o en los plazos considerados para estimar su entrada en operación esperada, lo que es especialmente relevante para aquellas obras que involucran la construcción de líneas de transmisión.</i></p> <p>No se publicó el informe del Ministerio, por tanto, no es posible observar en base a qué antecedentes específicos la CNE realizó las evaluaciones.</p>	<p>Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-03</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Cabe señalar que el inciso cuarto del art 87 de la LGSE señala:</p> <p><i>“...tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el <u>Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.</u>” [énfasis agregado]</i></p>		
E29-04	7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Por su parte, en la etapa de valorización, se determinaron los V.I. y C.O.M.A. referenciales, para cada uno de los proyectos, en base a diversos elementos, tales como: identificación del estado actual las instalaciones que se intervienen, variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, cubicación de equipos y materiales, cubicación de mano de obra, entre otros.</i></p> <p>Se hace referencia a las variables medioambientales y territoriales proporcionadas por el Ministerio, pero no se publicaron o explicitaron.</p>	Se solicita, tanto para el presente proceso como los futuros, publicar el informe que el Ministerio remitió a la CNE con los criterios y variables medioambientales y territoriales.	Ver respuesta a observación E26-03

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E29-05	7.4.5 ETAPA DE ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VALORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS	<p>El ITP indica:</p> <p><i>Tratándose de variables medioambientales y territoriales, se tuvo a la vista lo informado por el Ministerio de Energía en el documento denominado "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".</i></p> <p>No se encuentra publicado el documento "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".</p>	Se solicita publicar el documento "Variables Ambientales y Territoriales para el proceso de Planificación de la Transmisión. Informe Anual 2021".	Ver respuesta a observación E26-03.
E29-06	8.1.1.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica (dentro de 8.1.1 AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS)	<p>La tabla 8.1 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS", donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 86</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem "Beneficios (Base – Proyecto)" desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 87</p> <p>Se puede observar que en los primeros tres años los beneficios son de un orden de magnitud inferior al del resto del período.</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos los análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.1.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos realizados, según corresponda.</p> <p>3) En caso de no publicar los antecedentes solicitados en 1) y 2), se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto "AMPLIACIÓN EN S/E ENTRE RÍOS", toda vez que no se encuentran respaldados y</p>	Ver respuesta a observación E26-06.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Para esta evaluación es crítica la correcta determinación de los límites de transmisión con criterio N-1 modelados en OSE, los que condicionan en forma relevante los beneficios obtenidos al comparar los costos de operación y falla en los casos con proyecto y sin proyecto.</p> <p>Al revisar las bases OSE, notamos que el caso base (sin proyecto) el límite de transmisión en el tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 está fijado en 500 MW, para una capacidad del transformador de 750 MVA.</p> <p>Por otro lado, vemos que en el caso “04 CEN Transformador 500-220 N Charrua” (con proyecto), el límite transmisión del mismo tramo Nueva Charrúa 500 – Nueva Charrúa 220 es fijado en 843 MW, para una capacidad instalada total de 1500 MVA (750 MVA del trafo actual + 750 MVA del trafo propuesto).</p> <p>Sin embargo, no se registra en el informe el análisis y flujos de potencia efectuados por la CNE para determinar los límites de transmisión de 500 MW ni estudios asociados a la capacidad de 843 MW, que entendemos corresponden a límites de operación con criterio N-1. Estos estudios corresponden a Flujos de potencia con análisis de contingencia para determinar dichos límites operacionales.</p>	<p>justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por tanto, no se encuentra justificados o respaldados los parámetros críticos (límites de transmisión) considerados en la evaluación económica, que dieron como resultado la recomendación de este proyecto.</p>		
E29-07	<p>8.1.2.1 Análisis de Suficiencia y Evaluación Económica (dentro de 8.1.2 AMPLIACIÓN EN S/EPARINAS)</p>	<p>La tabla 8.2 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 88</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 89</p> <p>Se puede observar que en el primer año los beneficios son del orden de la mitad del que se observa desde el siguiente año. Para esta evaluación es crítico el supuesto de la cantidad de MW considerados a conectar en 220 kV y 500 kV. Al revisar las bases OSE, se observa que en los escenarios 1 a 5 no entran centrales en 2027.</p>	<p>Se solicita condicionar la obra AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS, a que se declare admisibilidad en el SEA de al menos 812 MW en centrales a conectar en Parinas 220 kV.</p> <p>Lo anterior, considerando que el caso de otros proyectos se aplicaron criterios de condicionamiento al determinado nivel de avance en proyectos de generación directamente relacionados con el proyecto de transmisión, por ejemplo, el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS - NUEVA POZO ALMONTE” (condicionada a la declaración en construcción de, al menos, 200 MVA de generación en proyectos nuevos a conectarse en la subestación Nueva Pozo Almonte); y el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM) (condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-07.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Por tanto, las centrales que justifican la obra se encuentran en la base común.</p> <p>Ver Figura 90</p> <p>De los proyectos listados a conectar en 220 kV, Nolana (280 MW) y Pampa Yolanda (532 MW), no tienen aún ingresado a trámite un EIA o DIA. Sin estos proyectos, se reduciría considerablemente los beneficios de la instalación de un nuevo transformador por 750 MVA.</p> <p>Cabe señalar que en el caso de la obra AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES (IM), esta fue condicionada por la CNE a que exista una determinada cantidad de MW con pronunciamiento de admisibilidad su DIA, tal como se indica en el numeral 4.1.12.4 del ITP:</p> <p>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV. Dicha constatación será realizada por parte de la Comisión Nacional de Energía a petición del interesado, la cual dará la indicación al</p>	<p>Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV).</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Coordinador Eléctrico Nacional del cumplimiento del requisito.</p> <p>Por tanto, debiese aplicarse el mismo criterio de Cauquenes a la situación en Parinas, criterio que es consistente con el principio de eficiencia económica establecido en el Reglamento.</p>		
E29-08	8.1.3 AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE –NUEVA CARDONES	<p>La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 91</p> <p>Sin embargo, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno):</p> <p>Ver Figura 92</p> <p>Se puede observar que los beneficios son importantes durante los primeros 3 años, siendo el 5to año en general negativo, para luego ser poco relevantes. Esta evaluación considera como caso base la ampliación en la S/E Parinas.</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de trasmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.3.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias y otros estudios eléctricos realizados, según corresponda.</p> <p>3) Se solicita condicionar la licitación del proyecto a la licitación del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS, toda vez que este último se encuentra incluido en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS</p>	Ver respuesta a observación E26-08.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Como un primer comentario, este proyecto considera como caso base además una capacidad de transmisión del sistema de 500 KV de 1500 MVA, estando limitada, según la CNE, por las trampas de onda. Sin embargo, de acuerdo a la información del propietario de la línea, las trampas de onda tienen una capacidad de 1720 MVA, por lo que el caso base debe ser modificado, ya que en las condiciones actuales, sin proyecto, sería posible transmitir esta potencia.</p> <p>Además, dentro de este mismo caso, la tabla 8.4 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del mismo proyecto, pero incluyendo un sistema de almacenamiento, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 93</p> <p>Tal como para el caso anterior, el cuadro que se muestra a continuación contiene el detalle del ítem “Beneficios (Base – Proyecto)” desglosado por año (a valor presente cada uno)</p> <p>Ver Figura 94</p>	<p>CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”</p> <p>En caso de no publicar los antecedentes solicitados en 1) y 2), se solicita eliminar del Plan de Expansión el proyecto “AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES”, toda vez que no se encuentran respaldados y justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Se puede observar que nuevamente existen beneficios durante los primeros 3 años de manera sostenida, incluso en el 4to año. En el 5to se presentan pérdidas de igual forma que el cuadro anterior.</p> <p>Al respecto, observamos que no se dispone dentro de los antecedentes los estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV en los casos con y sin proyecto, de las simulaciones OSE (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos). Cabe señalar que los valores de estos límites de transmisión son los parámetros críticos que determinan los beneficios del proyecto.</p>		
E29-09	8.1.4 NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE	<p>La tabla 8.3 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”, donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en algunos de los escenarios.</p> <p>Ver Figura 95</p> <p>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):</p>	<p>1) Se solicita a la CNE publicar todos sus análisis que llevaron a determinar los límites de transmisión utilizados en las simulaciones OSE de la evaluación económica del punto 8.1.4.1.</p> <p>2) Se solicita a la CNE publicar las simulaciones y bases de datos que respaldan los análisis referidos en 1), y que permitan su reproducción. En particular los estudios de flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos y estudios de control de frecuencia; todos para los casos tanto para el caso con y sin la línea HVDC.</p>	Ver respuesta a observación E26-09.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Ver Figura 96</p> <p>De lo que se puede observar, existen beneficios para algunos escenarios durante el 1er año, para todos durante el 2do y 3er año, y luego presenta pérdidas durante 5 años.</p> <p>Además, conforme al Reglamento en su artículo 102, los sistemas de almacenamiento que permiten aumentar la capacidad de transmisión deben cumplir varias condiciones, al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Deben ser evaluados económicamente y sometidos a todas las etapas de la Planificación;</li> <li>(ii) Deben permitir reducir los costos de inversión, operación y falla del Sistema Eléctrico;</li> <li>(iii) Se debe verificar que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad; y</li> <li>(iv) El cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.</li> </ul> <p>Dentro de las características de este tipo de</p>	<p>3) Se solicita reevaluar esta obra en caso de que alguno de los proyectos AMPLIACIÓN EN S/E PARINAS y AMPLIACIÓN LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS- CUMBRE – NUEVA CARDONES, sea reevaluados o no sean incorporados en el Plan de Expansión, toda vez que estos dos últimos se encuentran incluidos en las bases OSE de los casos con y sin proyecto, con las que se evaluó el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”</p> <p>4) Se solicita reevaluar el proyecto considerando el mayor costo en el que incluirá el sistema producto del aumento de los costos de control de frecuencia y los demás ajustes que correspondan.</p> <p>5) En conformidad con lo requerido en el Reglamento, se solicita evaluar las alternativas que verifiquen que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>proyectos es que permiten realizar control de flujos, misma función que puede realizar los sistemas de control del HVDC. Estos estudios permitirán definir con claridad el real aporte en la operación del sistema HVDC con el proyecto de almacenamiento. Por lo anterior, se debe justificar el aumento de capacidad de transferencia a contar del ingreso de la línea HVDC. En particular, si estos no son efectivos, redundará en que en los escenarios 2, 3 y 5 se presentarán valores negativos a contar del año 2036 pudiendo hacer en consecuencia no recomendable esta obra.</p> <p>Al respecto, realizamos las siguientes observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) No se dispone dentro de los antecedentes los estudios que permiten a la CNE determinar los límites de transmisión del sistema de 500 KV de las simulaciones OSE, en los casos con y sin proyecto, antes y después de la entrada del sistema HVDC (flujos de potencia con análisis de contingencias, estudios dinámicos, estudios de control de frecuencia).</li> <li>(ii) Sin lo anterior no habría estudios que justifiquen cuál será el aumento efectivo de</li> </ul>	<p>En caso de no justificar adecuadamente la obra se solicita no incluir en el Plan de Expansión o evaluarlo en el próximos el proyecto “NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO MEDIANTE ALMACENAMIENTO PARINAS – SECCIONADORA LO AGURRE”, toda vez que no se encuentran respaldados y justificados los límites operacionales utilizados en la evaluación económica.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>(iii) potencia para el proyecto. Además, al aumentar la transmisión con el almacenamiento propuesto, en caso de gatillarse su uso, esta sólo permanecerá durante menos de 15 min, con lo que, antes de dicho plazo, el sistema eléctrico deberá responder para corregir el desbalance. Esto obviamente se realizará con el ingreso/salida de nuevas centrales al despacho que estén prestando control de frecuencia primario o secundario. Por lo anterior necesariamente habrá un mayor requerimiento permanente de SSCC el cual tendrá un costo que debe ser incorporado en la evaluación económica.</p> <p>(iv) Respecto del punto (iii) la CNE no supone costo alguno al respecto y por tanto no entrega ningún antecedente o estudio en este sentido. Al no realizar el estudio de control de frecuencia y sus costos asociados no se justifica adecuadamente la obra propuesta. Solo en el año 2021 el costo del control primario</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>primario de frecuencia fue cercano a los 100 MMUS\$ para un monto cercano de hasta 345 MW y el costo del control secundario de frecuencia fue cercano a 50 MMUS\$, para 130 MW. Solicitamos realizar el estudio pertinente, ya que un aumento de sólo un 10% en el control secundario de frecuencia producto del proyecto hará que el mismo no sea rentable o deba ser postergado.</p> <p>(v) La CNE no plantea una solución alternativa que verifique que las líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas no resultan adecuadas, ya sea por eficiencia económica u oportunidad.</p> <p>(vi) La CNE no realiza los estudios de operación e impacto conjuntos entre este proyecto y el proyecto HVDC.</p>		
E29-10	8.1.5 TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.	La tabla 8.6 del informe (a continuación) muestra la evaluación económica del proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE.”,	1) Se solicita aclarar si los resultados de la evaluación económica presentada corresponden a una sensibilidad o al caso base. En cualquier caso, se solicita publicar las bases de datos, análisis y resultados	Ver respuesta a observación E26-10.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>donde se muestra que el proyecto otorga beneficios en todos los escenarios.</p> <p>Ver Figura 97</p> <p>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):</p> <p>Ver Figura 98</p> <p>Al respecto, hacemos presente que el proyecto no entrega beneficios desde su entrada en servicio en 2026 hasta el año 2029, por lo que debe ser eliminado del plan de expansión y eventualmente reevaluado en un futuro proceso.</p> <p>Hacemos presente que la CNE menciona haber realizado una sensibilidad, pero no queda claro si los resultados presentados corresponden a la sensibilidad o al caso base.</p>	<p>de ambos casos.</p> <p>Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto “TENDIDO SEGUNDO CIRCUITO LÍNEA 2X220 KV LAGUNAS – NUEVA POZO ALMONTE”, en atención a que no produce beneficios económicos desde su entrada en servicio hasta el año 2029. El criterio señalado ha sido ratificado por el Panel de Expertos en el análisis de numerosas obras, en los dictámenes N°02-2020, y N°07-2021.</p>	
E29-11	8.5.1 AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA POZO ALMONTE	<p>Este proyecto tiene asociado otro proyecto que es la ampliación de la línea Lagunas Pozo Almonte.</p> <p>Respecto de la subestación, esta fue incluida en el plan de expansión por Acceso Abierto, no presentando ningún condicionamiento. Por su parte la línea se condicionó a que existan</p>	<p>Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-11.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>ciertos proyectos de generación declarados en construcción.</p> <p>Se observa que este proyecto, no tiene condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental(SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado con por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E29-12	8.5.2 NUEVA S/E LLULLAILLACO	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto, recomendado por Acceso Abierto, no tiene</p>	<p>1) Se solicita indicar cuál es el criterio y métrica utilizada por la CNE para evaluar las necesidades de acceso abierto, que justifican la</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-12.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>recomendación de esta nueva subestación. De no haber criterios técnico-económicos razonables que justifiquen esta nueva subestación, se solicita eliminarla del plan de expansión.</p> <p>En caso de que esta S/E sea justificada de acuerdo con lo solicitado en 1), se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E29-13	8.5.3 AMPLIACIÓN EN S/E LOICA	<p>Este proyecto fue incluido en el plan de expansión por Acceso Abierto.</p> <p>Se observa que este proyecto, recomendado por Acceso Abierto, no tiene</p>	<p>Se solicita aplicar a esta obra el mismo criterio que el aplicado en el caso del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES. Esto es, condicionar su licitación a que exista un monto</p>	<p>Ver respuesta a observación E26-13.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>condicionamiento alguno para su ejecución, en circunstancia que el desarrollo del proyecto AMPLIACIÓN EN S/E NUEVA CAUQUENES, también recomendado por acceso abierto, la CNE efectuó un condicionamiento que sujeta la licitación del proyecto a que existan proyectos de generación a conectar, que presenten cierto grado de avance:</p> <p><i>La licitación de esta obra quedará condicionada al pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de un proyecto de, al menos, 100 MW de capacidad mínima a conectarse en la subestación Nueva Cauquenes en el nivel de tensión 220 kV.</i></p> <p>Por tanto, por consistencia de criterio y racionalidad económica, se debe agregar un condicionamiento a la licitación de este proyecto.</p>	<p>mínimo de MW en proyectos con pronunciamiento de admisibilidad a la Declaración de Impacto Ambiental ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) u otro que garantice que el desarrollo de la obra será utilizado por nuevos proyectos (por ejemplo, construcción de la S/E en etapas, condicionado a la admisibilidad de proyectos en tramitación ambiental). En este mismo orden de ideas, se solicita incluir los análisis en que se funda el monto mínimo de MW determinado.</p>	
E29-14	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional.	<p>En primer lugar, se comentarán los escenarios de demanda baja, media y alta y su coherencia con lo indicado en el informe del plan de expansión, y luego se comentará respecto a la utilización de estos criterios.</p> <p>De acuerdo a lo señalado en el numeral 7.3.2 <i>“en los escenarios de <b>demanda baja</b>, durante los <b>primeros cuatro años</b>, se utiliza la <b>demanda energética del Informe Definitivo</b></i></p>	<p>Respecto al numeral 7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional, se solicita:</p> <p>i. Aclarar cuál es el IAA de la PELP específico que se utilizó (2020 o 2021) y publicar sus antecedentes. De acuerdo con las cifras de crecimiento de largo</p>	Ver respuesta a observación E26-14.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><i>de Previsión de Demanda 2020-2040, mientras que en los escenarios de demanda media y alta solo se utiliza durante los dos primeros años. Luego, para los siguientes años, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de clientes regulados y libres, para lo cual se utilizaron los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP”.</i></p> <p>En relación a los antecedentes, cabe señalar que no se indica qué IAA de la PELP se utiliza específicamente (“se realizará un ejercicio de extensión de dicha información a partir de los antecedentes de previsión de demanda contenidos en los Escenarios Energéticos de la PELP y sus respectivas actualizaciones.”). De hecho, si bien en secciones siguientes del informe se indica que se utilizó el IAA 2021 publicado en diciembre de ese año, no se encuentran publicados los antecedentes que permiten verificarlo, siendo los últimos datos los del IAA 2020, siendo los utilizados en las presentes comparaciones y observaciones.</p> <p><b>1. Respetto a consistencia con lo señalado en el informe del plan de expansión 2020.</b></p> <p><b>1.1 Demanda Baja.</b> El informe no señala cómo “se utilizan los montos de energía contenidos en los respectivos escenarios de la PELP”. Luego, al efectuar la comparación, se verifica que <u>no se utilizan directamente los montos de energía en GWh para cada año</u></p>	<p>plazo, entendemos que fue la IAA 2020.</p> <p>ii. Indicar los análisis y criterios utilizados para determinar la tasa de crecimiento que empalma la proyección de demanda del Informe de Previsión de Demanda, con las tasas de crecimiento del IAA utilizado.</p> <p>iii. Corregir la proyección de demanda del ITP utilizando el mismo número de años del consumo del Informe de Previsión de Demanda (4 años) en los tres escenarios baja, media y alta, y empalmado con las tasas de crecimiento del IAA utilizado. En sujustificar por qué se utilizó distinto número de años en cada proyección.</p> <p>En cualquier caso, se solicita resguardar la coherencia entre los escenarios, explicando detalladamente el procedimiento utilizado para combinar las diversas fuentes de información.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p><u>del escenario de demanda baja de la PELP</u>, sino que el ejercicio corresponde a usar la tasa de crecimiento PELP luego del cuarto año. En efecto, ambas tasas son:</p> <p>Ver Figura 99  Los cuatro primeros años (2021 a 2024) coinciden en la cantidad de energía proyectada, como señala el informe. En tanto, los años desde 2026 a 2040 mantienen la tasa del mismo escenario de la PELP. Sin embargo, el quinto año utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde a la PELP ni al informe de previsión de demanda, lo que se destaca en la tabla anterior. De aplicarse el criterio como se señala en el informe para todos los años a contar del quinto, la demanda baja sería la siguiente.</p> <p>Ver Figura 100</p> <p>Considerando que en el informe del plan de expansión no se distingue ni se hace referencia a criterios diferentes utilizados para cada escenario de demanda, se chequean los siguientes escenarios.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>1.2 Demanda Media y Demanda Alta. En estos casos no existe un criterio que coincida con el utilizado en demanda baja, ni tampoco que resulte coincidente con la PELP, al menos no en cuanto a los años.</p> <p>Ver Figura 101</p> <p>Los dos primeros años (2021 y 2022) coinciden con el Informe de Demanda, lo que está de acuerdo a lo señalado en el informe del plan de expansión. Sin embargo, para el tercer año de la proyección (2023) se utiliza una tasa de crecimiento que no corresponde ni a la PELP ni al informe de demanda. De hecho, las tasas de crecimiento de la PELP tienen un desfase de 2 años respecto a las tasas utilizadas en el plan de expansión, como se observa en la figura anterior. De utilizarse, al igual que en el caso de demanda baja, la tasa de crecimiento para cada año a partir del quinto de la proyección según las tasas de la PELP, se obtendrían las siguientes proyecciones:</p> <p>Ver Figura 102</p> <p>2. Respecto a los criterios utilizados. Tal como lo señala el Reglamento de Planificación en su artículo 78, literales b y c, tanto para clientes libres como regulados “se utilizará para los primeros diez o menos años del horizonte de análisis, según lo defina la Comisión, la información contenida en el</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>informe definitivo de la previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación”. El informe de previsión de demanda es un proceso que tiene observaciones, y que incluso en cuanto a los clientes regulados puede ir a discrepancias frente al Panel de Expertos, pues finalmente es esa la demanda que se licita. Por esta razón el Reglamento indica que se debe utilizar para los primeros diez años, dejando como alternativa que la CNE pueda usar menos años. La CNE utiliza el consumo de los cuatro primeros años en proyección demanda baja, y dos primeros años en proyección media y alta, sin explicar las razones de esta diferencia.</p>		
E29-15	Anexo “ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectosno recomendados.pdf”	<p>En relación a la evaluación económica del proyecto "Nueva Subestación Seccionadora Quillay 220 kV y cierre de anillo Polpaico – Almendros 220kV", al revisar las bases de datos OSE observamos que la proyección de demanda en todos los escenarios (bajo, medio, alto)es menor que la informada por Anglo American Sur mediante correo del 23 de diciembre de 2020, con ocasión del proceso de observaciones al Informe de Previsión de Demanda Preliminar.</p>	<p>Se solicita realizar nuevamente la evaluación económica considerando que la proyección de demanda informada por Anglo American Sur corresponde a un escenario de demanda media, y construir escenarios de demanda más baja y más alta en consistencia con ello. Lo anterior, en atención a qué no vemos el fundamento de haber utilizado en todos los escenarios una demanda menor a la informada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>A raíz de la observación planteada se desarrolló un análisis de sensibilidad en el cual se adaptó la demanda de Anglo American a valores cercanos a los señalados por la empresa (entre el año 2026 y 2030 incluido, las diferencias son en promedio menores al 3% de la energía informada). Con este nuevo escenario se desarrollaron las evaluaciones económicas y se determinó que el proyecto no es eficiente</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
				<p>para el Sistema.            En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas.</p>

## Anexos Empresa 29

Figura 86

Tabla 8.1: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	21.189	17.710	20.952	19.797	31.334
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.212	17.733	20.976	19.820	31.357
Beneficios (Base – Proyecto)	413	433	560	458	374

Figura 87

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	6	5	3	5
2028	1	2	2	0	1
2029	2	5	5	2	4
2030	18	17	21	16	23
2031	19	18	21	15	26
2032	19	14	18	18	26
2033	19	14	21	22	32
2034	20	15	17	23	31
2035	19	18	19	19	18
2036	17	19	15	15	20
2037	14	20	18	16	14
2038	16	18	18	17	14
2039	14	16	18	15	12
2040	11	12	19	15	6
2041	13	14	23	17	8
<b>Total</b>	<b>208</b>	<b>210</b>	<b>240</b>	<b>214</b>	<b>240</b>
VP Perpetuidad	205	222	320	244	134
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>413</b>	<b>433</b>	<b>560</b>	<b>458</b>	<b>374</b>

Figura 88

Tabla 8.2: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.625	18.166	21.536	20.278	31.731
Costo Operacional Con Proyecto	20.571	17.345	20.383	19.397	30.431
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.599	17.373	20.411	19.424	30.459
Beneficios (Base – Proyecto)	1.026	793	1.125	854	1.272

Figura 89

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	7	12	11	7	13
2028	14	14	19	12	15
2029	35	22	39	22	33
2030	36	27	50	32	41
2031	36	27	45	34	37
2032	35	25	38	37	37
2033	34	22	37	32	38
2034	36	24	35	33	45
2035	38	30	38	33	48
2036	35	32	37	32	54
2037	36	30	36	34	52
2038	34	26	36	32	46
2039	34	27	38	29	43
2040	35	25	37	28	41
2041	35	28	38	26	46
<b>Total</b>	<b>480</b>	<b>372</b>	<b>533</b>	<b>423</b>	<b>589</b>
VP Perpetuidad	547	421	591	431	683
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>1.026</b>	<b>793</b>	<b>1.125</b>	<b>854</b>	<b>1.272</b>

Figura 90

CenINum	CenNom	CenFOpe	CenFecOpelni	CenBar	CenPMax
44	Tal Tal Eólico_rbc	T	feb-23	Parinas 220	98
1001	Eolica_Horizonte	T	ene-24	Parinas 220	980
1002	Eolica_Lomas_de_Taltal	T	ene-26	Parinas 220	353
1003	Eolica_Nolana	T	ene-26	Parinas 220	280
1000	Eolica_Pampa_Fidelia	T	ene-27	Parinas 500	920
1004	Eolica_Pampa_Yolanda	T	ene-27	Parinas 220	532

Figura 91

**Tabla 8.3: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares**

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.243	17.066	19.919	19.178	29.958
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.246	17.069	19.922	19.181	29.961
Beneficios (Base – Proyecto)	153	144	288	119	333

Figura 92

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	14	6	11	4	10
2027	38	12	42	8	16
2028	18	6	20	12	15
2029	2	1	6	12	5
2030	- 1	- 0	- 0	- 2	0
2031	0	0	2	- 1	4
2032	1	1	3	- 0	4
2033	2	2	3	1	5
2034	2	2	5	2	6
2035	2	3	6	2	8
2036	3	4	8	3	9
2037	3	4	9	4	12
2038	3	4	8	4	12
2039	3	4	9	4	11
2040	3	5	9	4	12
2041	4	7	8	4	13
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>61</b>	<b>149</b>	<b>60</b>	<b>142</b>
VP Perpetuidad	54	83	140	59	191
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>153</b>	<b>144</b>	<b>288</b>	<b>119</b>	<b>333</b>

Figura 93

Tabla 8.4: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto	20.062	16.737	19.636	18.975	29.318
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.065	16.740	19.639	18.978	29.321
Beneficios (Base – Proyecto)	131	83	233	104	340

Figura 94

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	15	6	11	4	10
2027	32	10	36	7	13
2028	16	5	17	11	13
2029	2	1	6	10	4
2030	-	2	0	0	2
2031	-	0	0	1	1
2032	1	1	2	-	1
2033	1	2	3	1	5
2034	1	2	4	1	6
2035	2	3	5	2	8
2036	2	3	6	2	8
2037	3	1	7	3	12
2038	2	2	6	3	11
2039	2	2	7	3	11
2040	3	2	7	3	12
2041	3	4	6	3	15
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>43</b>	<b>123</b>	<b>51</b>	<b>137</b>
VP Perpetuidad	46	40	110	53	203
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	<b>131</b>	<b>83</b>	<b>233</b>	<b>104</b>	<b>340</b>

Figura 95

Tabla 8.5: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	20.399	17.212	20.210	19.300	30.294
Costo Operacional Con Proyecto	20.196	16.823	19.873	19.082	29.661
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	20.470	17.097	20.147	19.356	29.935
Beneficios (Base – Proyecto)	-71	115	63	-56	359

Figura 96

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	3	2	6	2	3
2028	12	12	14	13	14
2029	13	13	12	13	18
2030	- 8 -	8 -	7 -	10 -	6
2031	- 9 -	8 -	6 -	8 -	5
2032	- 8 -	5 -	5 -	7 -	3
2033	- 8 -	5 -	5 -	8 -	4
2034	- 7 -	4 -	3 -	7 -	2
2035	- 6 -	1 -	0 -	6	2
2036	- 4	1	2	3	5
2037	- 3	3	2	3	11
2038	- 4	2	2	2	11
2039	- 3	3	3	2	13
2040	- 2	6	3	1	18
2041	- 2	9	3	1	19
<b>Total</b>	- <b>35</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	- <b>35</b>	<b>95</b>
VP Perpetuidad	- 36	95	43	- 21	264
<b>Beneficio (Base - Proyecto)</b>	- <b>71</b>	<b>115</b>	<b>63</b>	- <b>56</b>	<b>359</b>

Figura 97

Tabla 8.6: Evaluación económica del proyecto, valores en millones de dólares

Valor Presente en millones de US\$	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
Costo Operacional Sin Proyecto	21.466	18.153	20.984	19.419	31.291
Costo Operacional Con Proyecto	21.359	18.078	20.595	19.143	31.103
Costo Operacional Con Proyecto + AVI	21.370	18.089	20.605	19.154	31.114
Beneficios (Base – Proyecto)	96	63	379	265	177

Figura 98

Año	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-
2026	- 0,3 -	0,3 -	0,3 -	0,3 -	0,3
2027	- 0,5 -	0,6 -	0,5 -	0,6 -	0,5
2028	- 0,5 -	0,5 -	0,5 -	0,5 -	0,5
2029	- 0,4 -	0,5 -	0,5 -	0,5 -	0,4
2030	4,3 -	0,2	13,9	24,4	3,1
2031	5,8 -	0,2	18,6	32,6	2,7
2032	3,7 -	0,1	12,7	20,2	3,8
2033	3,5	0,0	12,5	17,3	4,7
2034	2,0	0,2	13,4	10,4	3,7
2035	3,2	0,7	13,8	12,5	5,1
2036	3,0	0,9	13,5	10,1	5,9
2037	2,6	1,3	12,5	13,1	5,8
2038	2,2	1,8	12,6	9,5	6,4
2039	2,4	2,5	12,6	7,7	7,2
2040	4,5	3,1	11,2	5,9	7,6
2041	3,9	4,0	17,2	5,2	7,2
<b>Total</b>	<b>39,2</b>	<b>12,2</b>	<b>162,5</b>	<b>167,0</b>	<b>61,5</b>
VP Perpetuidad	56,9	51,2	216,4	97,9	115,7
<b>Beneficio</b>					
<b>(Base - Proyecta)</b>	<b>96,1</b>	<b>63,5</b>	<b>378,9</b>	<b>265,0</b>	<b>177,1</b>

Figura 99

Año	Tasa Dda Baja %	
	PELP	Plan Tx
2021		
2022		
2023		
2024		
2025	0,1%	1,3%
2026	-1,4%	-1,4%
2027	1,5%	1,5%
2028	4,5%	4,5%
2029	2,0%	2,0%
2030	0,6%	0,6%
2031	1,0%	1,1%
2032	1,4%	1,4%
2033	1,7%	1,7%
2034	1,6%	1,6%
2035	2,1%	2,1%
2036	1,9%	1,9%
2037	1,9%	1,9%
2038	1,8%	1,8%
2039	1,7%	1,7%
2040	1,7%	1,7%

Figura 100

PREVISIÓN DE DEMANDA	
SEN	
Año	Dda Baja %
2020	71.253
2021	73.941
2022	77.787
2023	80.578
2024	84.334
2025	84.389
2026	83.173
2027	84.427
2028	88.205
2029	90.009
2030	90.568
2031	91.516
2032	92.784
2033	94.327
2034	95.862
2035	97.876
2036	99.690
2037	101.560
2038	103.341
2039	105.083
2040	106.899

Figura 101

Informe Demanda		Tasa Crecimiento PELP		Tasa Crecimiento Plan Tx			
Año	Tasa	Año	Dda Media %	Dda Baja %	Año	Dda Media %	Dda Baja %
2021	3,8%	2021			2021		
2022	5,2%	2022	6,7%	6,9%	2022	5,2%	5,2%
2023	3,6%	2023	4,0%	4,3%	2023	3,8%	4,8%
2024	4,7%	2024	0,8%	0,9%	2024	6,7%	6,9%
2025	2,5%	2025	1,6%	2,1%	2025	4,0%	4,3%
2026	3,6%	2026	0,1%	0,1%	2026	0,8%	0,9%
2027	3,2%	2027	2,6%	3,2%	2027	1,6%	2,2%
2028	0,7%	2028	2,2%	1,9%	2028	0,1%	0,1%
2029	0,9%	2029	3,0%	3,4%	2029	2,6%	3,2%
2030	0,9%	2030	2,1%	4,2%	2030	2,2%	1,9%
2031	1,2%	2031	2,2%	2,5%	2031	3,0%	3,4%
2032	1,8%	2032	2,6%	3,6%	2032	2,1%	4,2%
2033	1,8%	2033	2,7%	5,5%	2033	2,2%	2,5%
2034	1,8%	2034	2,8%	3,4%	2034	2,6%	3,6%
2035	0,9%	2035	3,1%	4,9%	2035	2,7%	5,5%
2036	1,2%	2036	3,0%	3,7%	2036	2,8%	3,4%
2037	1,4%	2037	3,0%	3,8%	2037	3,1%	4,9%
2038	1,7%	2038	2,9%	3,7%	2038	3,0%	3,8%
2039	1,9%	2039	2,9%	3,7%	2039	3,0%	3,8%
2040	2,5%	2040	3,1%	5,3%	2040	2,9%	3,7%

Figura 102

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN			
Año	Demanda Baja [GWh]	Demanda Media [GWh]	Demanda Alta [GWh]
2020			
2021	73.941	73.941	73.941
2022	77.787	77.787	77.787
2023	80.578	80.908	81.133
2024	84.334	81.555	81.845
2025	84.389	82.863	83.601
2026	83.173	82.963	83.663
2027	84.427	85.161	86.373
2028	88.205	87.027	88.038
2029	90.009	89.669	91.073
2030	90.568	91.530	94.874
2031	91.516	93.587	97.278
2032	92.783	96.063	100.740
2033	94.327	98.689	106.321
2034	95.862	101.412	109.916
2035	97.876	104.597	115.282
2036	99.690	107.694	119.602
2037	101.560	110.968	124.131
2038	103.341	114.234	128.761
2039	105.082	117.588	133.470
2040	106.899	121.193	140.487

---

E30 – TEN

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E30-01	3.1.5 "AUMENTO CAPACIDAD LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS - CUMBRE Y LÍNEA 2X500 KV CUMBRE - NUEVA CARDONES"	Según se señala este proyecto es recomendado. Sin embargo, TEN lo presentó como complementario al proyecto "Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV" ya que sus beneficios se maximizan cuando ambos son implementados.	Se propone que la CNE contemple ambos proyectos como un conjunto, es decir que en el 3.1.5 cambie a "Aumento capacidad 2x500 kV Los Changos - Cumbre y línea 2x500 kV Cumbre - Nueva Cardones e Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV"	No se acoge la observación.  Del análisis realizado por esta Comisión, el "Nuevo Sistema de Control de Flujos Mediante Almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre" permite aportar con potencia reactiva a la zona cuando los flujos superan los actuales límites de transporte, esto en condición normal o bajo contingencia simple. Por lo anterior no se considera necesario la promoción del SVC de +/- 200 MVAR en este proceso de planificación de la transmisión y menos aún considerar este proyecto en conjunto con el proyecto "Ampliación Línea 2x500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre – Nueva Cardones" debido a que este último fue eliminado del ITF en base a nuevos antecedentes presentados por la empresa y el CEN.
E30-02	Proyectos No Recomendados N°3: Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV	Según se señala en la justificación, este proyecto (en conjunto con el cambio de las trampas de onda de la línea 2x500 kV Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones) presenta beneficios netos en más del 50% de los escenarios, pero no fue recomendado pues su funcionalidad de control de reactivos sería entregada por el proyecto del sistema de control de flujos. Sin embargo, en caso que éste último proyecto no supere las siguientes etapas del proceso de planificación,	Se propone que la CNE, en el numeral 3.2 OBRAS NUEVAS, recomiende el desarrollo del proyecto "Instalación de SVC de +/- 200 MVAR en S/E Cumbre 500 kV" en conjunto con el proyecto "Aumento capacidad de línea 2X500 KV Los Changos Cumbre y línea 2X500 KV Cumbre Nueva Cardones", condicionado a la No Ejecución del proyecto de control de flujos.	Ver respuesta a la observación E15-02.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		incluyen su licitación, el proyecto de Instalación de SVC en conjunto con el cambio de las trampas de onda seguiría presentando beneficios netos en más del 50% de los escenarios por lo que sería un proyecto recomendado.		

---

## E31 – Mainstream RP

---

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E31-01	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 109 Proyecto: Ampliación de barras de la subestación Hualqui 220 kV</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que éste no cumpliría con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, cuyos criterios se establecen en la sección del 7.4.2. del ITP. Afirma al respecto la CNE que "(...) el proyecto no presenta un número de requerimientos para conexión asociada a potenciales desarrollos en la zona, así como tampoco se visualizan otras obras cercanas, de modo que permita la captura de economías que permitan un desarrollo a costos eficientes".</p> <p>Respecto a lo anterior, no es correcto afirmar que no existiría interés en la zona para el desarrollo de nuevos proyectos. En lo que respecta a solicitudes de acceso abierto, según la información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional, se verifica la presentación de tres solicitudes de acceso abierto (Parque Eólico Florida, Parque Eólico Yumbel y Parque Eólico Colinas), las que suman un total de 550 MW para conectarse a la Subestación Hualqui 220 kV. El último espacio de conexión disponible fue reservado para la conexión de Parque Eólico Colinas, con capacidad instalada de 200 MW. Las otras dos solicitudes de acceso abierto debieron ser rechazadas por el Coordinador (350 MW), ya que la subestación no cuenta con espacio físico disponible para nuevas conexiones.</p> <p>Considerando lo anterior, se puede concluir que sí se verifica interés de conexión de nuevos proyectos en la zona, existiendo requerimientos de, al menos, otros dos proyectos. Dado lo anterior, se solicita que la obra sí sea considerada dentro del plan de expansión de la transmisión del año 2021.</p> <p>Por otra parte, se recalca que la metodología utilizada por la CNE en la sección 7.4.2. del ITP, correspondiente a la etapa de</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Ampliación de barras de la subestación Hualqui 220 kV".</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En atención a los antecedentes presentados, así como aquellos que acompañan la observación asociada a la incorporación de la obra Ampliación en S/E Lagunillas, de modo de configurar una condición tal que permita la captura de economías de ámbito y escala con motivo de su cercanía física y posible adjudicación a un mismo constructor, esta Comisión ha decidido incorporar al presente plan de expansión ambas obras de expansión, toda vez que se dejarán posiciones reservadas para la conexión de obras de expansión de la transmisión que se puedan incorporar en futuros procesos de planificación.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>análisis de necesidades de acceso abierto, no indica lineamientos específicos para la evaluación de los criterios contenidos en el punto 7.4.2.2. (potencial de generación). De la lectura de dichos puntos de la metodología, es posible apreciar que no se establece el número mínimo de solicitudes de acceso abierto que debe tener una obra propuesta para obtener una evaluación positiva en esta etapa. Asimismo, tanto la LGSE como el Reglamento de Planificación de Sistemas de Transmisión (en su artículo 74) no especifican criterios particulares para la determinación de las necesidades de acceso abierto, tales como, por ejemplo el establecimiento de un número mínimo de solicitudes de acceso abierto para que se promuevan obras de transmisión.</p> <p>Por otro lado, las necesidades de acceso abierto deben ser ponderadas con el impacto benéfico que implica en la optimización a la baja de los costos operacionales al posibilitar la conexión de estos proyectos de generación de energía renovable de base y eventualmente también de inversión (menor necesidad de centrales de respaldo para la hora punta), que precisamente forma parte de lo perseguido por el artículo 87 de la LGSE, cuando exige considerar en la planificación de la transmisión la creación de condiciones que posibiliten la formación de un mercado eléctrico común (disminuyendo los diferenciales de costos marginales en el SEN derivados de desacoples) y también incorporando holguras razonables en la expansión de la transmisión.</p> <p>En razón de lo anterior, el rechazo de la obra propuesta por la CNE no cumple con lo establecido en la Ley y en el Reglamento de Planificación.</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E31-02	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 109 Proyecto: Ampliación de barras de la subestación Hualqui 220 kV</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que éste no cumpliría con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, cuyos criterios se establecen en la sección del 7.4.2. del ITP. En términos específicos, argumenta que "(...) tampoco se visualizan otras obras cercanas, de modo que permita la captura de economías que permitan un desarrollo a costos eficientes". El criterio de eficiencia constructiva, parte integrante de la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, es definido en el punto 7.4.2.3 del ITP. Sin embargo, el referido criterio no especifica condiciones para establecer dichas eficiencias ni establece un mínimo de obras cercanas. En razón de lo anterior, la CNE ha rechazado todas las obras respecto de las cuales no se proyecten obras cercanas, a pesar de que éstas sean necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico y para permitir la competencia e ingreso de nuevas centrales.</p> <p>De esta forma, es posible apreciar que el criterio de eficiencia constructiva definido en el ITP no se condice con lo establecido en la LGSE (inciso cuarto del artículo 79º de la Ley) y en el Reglamento de Planificación (artículo 74) en términos de lograr la concordancia entre el proceso de planificación de la transmisión y las necesidades de acceso abierto. En razón de lo anterior, se objeta la decisión de la CNE de descartar un proyecto por el simple hecho de que no se hayan definido otras obras de expansión cercanas a la SE Hualqui, ya que tanto la LGSE como el Reglamento no contemplan dicho criterio para el análisis de las obras a ser incluidas en el respectivo Plan de Expansión.</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Ampliación de barras de la subestación Hualqui 220 kV".</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Si bien la obra es incorporada en el ITF del presente plan de expansión, esto no ocurre con motivo de la observación presentada, sino, justamente, en atención al criterio de eficiencia constructiva (mencionado en la observación) y los antecedentes mencionados por la observante en la observación E31-01, a lo que suma lo señalado en la respuesta a dicha observación.</p> <p>Finalmente, es del caso señalar que esta Comisión adoptó una serie de criterios descritos en el Capítulo 8 del presente ITF, los que fueron definidos dentro del marco que permite la regulación y bajo una mirada integra de la misma, de modo que no corresponde una lectura parcial de ellos, en la forma en que se plantea en la presente observación.</p>
E31-03	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que éste no cumpliría con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, cuyos criterios se establecen</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de</p>	<p>Se acoge observación.</p> <p>En atención a los antecedentes</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 110 Ampliación SE La Pólvora 220 kV</p>	<p>en la sección del 7.4.2. del ITP. En específico, señala la CNE que "no se cumple con el criterio de eficiencia constructiva, principalmente debido a lo acotado del alcance de la obra de expansión propuesta, además de no observarse otras obras de expansión en la zona, tal que permitan capturar economías de ámbito en su ejecución".</p> <p>Respecto al análisis de eficiencia constructiva, contenido en la sección 7.4.2.3., es importante indicar que sí se identifican otras obras de expansión que son incorporadas en el ITP y que se ubican en la misma zona de ejecución de la obra de ampliación propuesta. En concreto, en el ITP 2021 se incorpora la obra de ampliación "Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 Kv Agua Santa – Laguna Verde En S/E Los Placeres y Aumento De Capacidad Línea 2x110 Kv Tap Placeres - Los Placeres", la cual se localiza en una zona contigua a la SE La Pólvora (obra propuesta).</p> <p>Dado a lo anterior, es posible concluir que ambas obras de expansión perfectamente podrían generar sinergias constructivas, de manera tal que se permitan capturar economías de ámbito en su ejecución. De esta forma, la obra propuesta correspondiente a la "Ampliación SE La Pólvora 220 kV" cumple con lo establecido en el numeral 7.4.2 del ITP.</p> <p>Finalmente, dado el gran potencial de generación en la zona se propone que, en caso de no aceptarse la inclusión de la obra de ampliación propuesta, se considere una subestación seccionadora en la "Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa, entre las estructuras CP59 y CP60, coordenadas: 259578.00 m E, 6327100.00 m S, H19.</p>	<p>Expansión 2021 la obra de ampliación "Ampliación SE La Pólvora 220 kV, en su defecto, considerar una subestación seccionadora en la línea "Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa".</p>	<p>presentados, se verifica que la ejecución de las obras "Ampliación en S/E Placeres" y "Ampliación en S/E La Pólvora" en forma conjunta permitiría capturar economías de ámbito y escala, por lo que se concluye que cumplen con el criterio de eficiencia constructiva definido en el Capítulo 8 del ITF. En este sentido, y dado el interés demostrado por los desarrolladores de proyectos por conectarse a esta instalación, así como por la vinculación de esta obra con la mencionada "Ampliación en S/E Placeres" (para efectos de eficiencia), esta Comisión ha definido que no incluirá un condicionamiento a su licitación, pero sí a su adjudicación, de modo propender a la obtención de valores eficientes en su ejecución.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
E31-04	ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 111 Ampliación S/E Nogales 220 kV	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que éste no cumpliría con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, cuyos criterios se establecen en la sección del 7.4.2. del ITP. En específico, señala la CNE que "(...) el proyecto no presenta un número de requerimientos para conexión asociada a potenciales desarrollos en la zona, así como tampoco se visualizan otras obras cercanas, de modo que permita la captura de economías que impliquen un desarrollo a costos eficientes (...)".</p> <p>En este punto, es preciso señalar que actualmente la Subestación Nogales 220 kV no cuenta con espacios disponibles para la conexión de nuevos proyectos. Efectivamente, en la actualidad no existen solicitudes de conexión en la Subestación Nogales 220 kV, la referida situación se puede explicar precisamente debido a que la subestación no tiene espacio disponible y cualquier solicitud presentada sería rechazada por lo mismo. No obstante, al analizar las zonas contiguas a la obra en cuestión sí es posible verificar que existe interés de conexión de proyectos de generación, ya que actualmente hay dos solicitudes SUCT (que se encuentran en etapa de elaboración del informe CTD preliminar) y que establecen como punto de conexión líneas de transmisión inmediatamente contiguas a la SE Nogales (Línea Nueva Ventanas – Nogales y Línea Ventanas – Nogales 220 kV). Ambas SUCT suman un total de 850 MW de capacidad instalada.</p> <p>En consideración de lo anterior, es posible concluir que sí existen antecedentes que permiten afirmar que hay interés de conexión de nuevos proyectos en la zona contigua a la Subestación Nogales. De esta forma, se verifica que el proyecto</p>	Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Ampliación S/E Nogales 220 kV".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los antecedentes presentados por la empresa muestran la existencia de requerimientos de conexión en puntos cercanos pero distintos a la S/E Nogales, de modo que no es directo que la incorporación de nuevos puntos de conexión en esta instalación derive en la modificación de los requerimientos señalados, por lo que no se considera en el análisis por parte de esta Comisión. Adicionalmente, viene al caso señalar que esta Comisión ve en la S/E Nogales un punto relevante para el desarrollo futuro del sistema eléctrico, de modo que no incorporará ampliaciones de posiciones para conexión de posibles proyectos de generación mientras no esté claro que esto no interfiera con el desarrollo del sistema eléctrico, en particular pensando en la posible incorporación de una unidad de transformación 500/220 kV, tal como se indicó en el ITP del proceso de expansión 2020, o bien para efectos de abastecer desde allí localidades cercanas que presentan problemas de suficiencia o seguridad.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>sí cumple con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, establecida en el punto 7.4.2. del ITP.</p> <p>Finalmente, se recalca que la metodología utilizada por la CNE en la sección 7.4.2. del ITP, correspondiente a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, no indica lineamientos específicos para la evaluación de los criterios contenidos en el punto 7.4.2.2. (potencial de generación). De la lectura de dichos puntos de la metodología, es posible apreciar que no se establece el número mínimo de solicitudes de acceso abierto que debe tener una obra propuesta para obtener una evaluación positiva en esta etapa. Asimismo, tanto la LGSE (inciso cuarto del artículo 79º) como el Reglamento de Planificación (en su artículo 74) no especifican criterios particulares para la determinación de las necesidades de acceso abierto, tales como, por ejemplo el establecimiento de un número mínimo de solicitudes de acceso abierto para que se promuevan obras de transmisión.</p> <p>Por otro lado, las necesidades de acceso abierto deben ser ponderadas con el impacto benéfico que implica en la optimización a la baja de los costos operacionales al posibilitar la conexión de estos proyectos de generación de energía renovable de base y eventualmente también de inversión (menor necesidad de centrales de respaldo para la hora punta), que precisamente forma parte de lo perseguido por el artículo 87 de la LGSE, cuando exige considerar en la planificación de la transmisión la creación de condiciones que posibiliten la formación de un mercado eléctrico común (disminuyendo los diferenciales de costos marginales en el SEN derivados de desacoples) y también incorporando holguras razonables en la</p>		

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>expansión de la transmisión. En razón de lo anterior, el rechazo de la obra propuesta por la CNE no cumple con lo establecido en la Ley y en el Reglamento de Planificación.</p>		
E31-05	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 111 Ampliación S/E Nogales 220 kV</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que éste no cumpliría con los requerimientos correspondientes a la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, cuyos criterios se establecen en la sección del 7.4.2. del ITP. En términos específicos, argumenta la CNE que "(...) tampoco se visualizan otras obras cercanas, de modo que permita la captura de economías que permitan un desarrollo a costos eficientes". El criterio de eficiencia constructiva, parte integrante de la etapa de análisis de necesidades de acceso abierto, es definido en el punto 7.4.2.3 del ITP. Sin embargo, el referido criterio no especifica condiciones para establecer dichas eficiencias ni establece un mínimo de obras cercanas. En razón de lo anterior, la CNE ha rechazado todas las obras respecto de las cuales no se proyecten obras cercanas, a pesar de que éstas sean necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico y para permitir la competencia e ingreso de nuevas centrales.</p> <p>De esta forma, es posible apreciar que el criterio de eficiencia constructiva definido en el ITP no se condice con lo establecido en la LGSE (inciso cuarto del artículo 79º de la Ley) y en el Reglamento de Planificación (artículo 74) en términos de lograr la concordancia entre el proceso de planificación de la transmisión y las necesidades de acceso abierto. En razón de lo anterior, se objeta la decisión de la CNE de descartar un proyecto por el simple hecho de que no se hayan definido otras obras de expansión cercanas a la Subestación Nogales 220 kV, ya que tanto la LGSE como el Reglamento no establecen dicho</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Ampliación S/E Nogales 220 kV".</p>	<p>Ver respuesta a observación E31-04.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>criterio para el análisis de las obras a ser incluidas en el respectivo Plan de Expansión.</p>		
E31-06	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 112 Cambio de conductor de los 3 circuitos de la línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que "(...) de acuerdo a 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 6.4.9 del presente informe." En primer lugar, es preciso destacar que la referencia realizada por la CNE es en realidad respecto de la sección 7.4.8 del ITP, correspondiente a la etapa de análisis de mercado eléctrico común.</p> <p>Sin embargo, la ejecución de esta obra permite el desarrollo de un mercado eléctrico común, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 87 letra b) de la LGSE y a los parámetros establecidos en el artículo 93 del Reglamento de Planificación. En este sentido, es preciso recalcar que debido a la existencia de centrales y proyectos en la zona, se observarían congestiones de capacidad de transmisión en la línea señalada, provocando la reducción de las inyecciones de todas las centrales conectadas a la Subestación Algarrobal y aledañas; lo cual finalmente puede dificultar la formación del mercado eléctrico común, si es que da lugar a costos marginales desacoplados.</p> <p>En ese sentido, y dado que las centrales corresponden a energía renovable, el cambio de conductor propuesto permitirá mayor aporte de este tipo de energías, lo que va en línea con las políticas medioambientales de reducción de emisiones o forzantes climáticos.</p> <p>A la fecha, según la información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional, se han recibido 10 solicitudes de conexión de acceso abierto en la Subestación Algarrobal, de las cuales 5 se encuentran en etapa de elaboración de Informe de</p>	<p>De acuerdo a lo expuesto, se solicita considerar los beneficios netos según la metodología definida en el Reglamento de Planificación, al analizar la incorporación de la obra propuesta al Sistema Eléctrico Nacional (Cambio de conductor de los 3 circuitos de la línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo).</p> <p>Se solicita, por tanto, incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Cambio de conductor de los 3 circuitos de la línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Con motivo de la observación planteada se desarrolla una sensibilidad a los EGPT originales, considerando la instalación de 350 MW solares durante el año 2026 en S/E Algarrobal. Este ejercicio busca observar el efecto de un desarrollo significativo de generación en la zona, y su impacto en los resultados del ingreso del proyecto promovido por la empresa. De los resultados se concluye que no es eficiente promover la obra "Cambio de conductor de los 3 circuitos de la línea 3x220 kV Algarrobal - Maitencillo" en el presente plan de expansión.</p> <p>En los anexos del ITF se encuentran las bases de datos y las salidas con las que se desarrollaron las nuevas evaluaciones económicas.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Autorización de Conexión Preliminar y 1 ya se encuentra autorizada para declararse en construcción. Las 10 solicitudes de conexión suman un total de aproximadamente 3000 MW de capacidad instalada adicional, mientras que las 6 en tramitación o ya autorizadas corresponderían a 2105 MW. En razón de lo anterior, se hace patente que la no consideración de la obra de ampliación propuesta provocará limitaciones de inyección de todos los proyectos que están tramitando su conexión, atentando contra la competencia y costos operacionales eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional.</p>		
E31-07	<p>ITP Cap 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 113 AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA ALTO MELIPILLA – LOICA 3X220 KV</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que "(...) de acuerdo a 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 6.4.9 del presente informe." En primer lugar, es preciso destacar que la referencia realizada por la CNE es en realidad respecto de la sección 7.4.8 del ITP, correspondiente a la etapa de análisis de mercado eléctrico común.</p> <p>Sin embargo, la ejecución de esta obra permite el desarrollo de un mercado eléctrico común, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 87 letra b) de la LGSE y a los parámetros establecidos en el artículo 93 del Reglamento de Planificación. En este sentido, es preciso recalcar que, debido a la existencia de centrales y proyectos en la zona, se observarían congestiones de capacidad de transmisión en la línea señalada, provocando la reducción de las inyecciones de todas las centrales conectadas a las subestaciones Alto Melipilla y Loica, y aledañas (Subestación La Estrella).</p> <p>En ese sentido, y dado que las centrales corresponden a energía renovable, la ampliación de capacidad propuesta</p>	<p>De acuerdo a lo expuesto, se solicita reevaluar el beneficio que genera la obra propuesta al Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Se solicita, por tanto, incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra de ampliación "Aumento de Capacidad Línea Alto Melipilla – Loica 3x220 Kv".</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Se realiza un análisis de sensibilidad donde se consideró que a partir del año 2026 se produciría la instalación de 350 MW de generación (200 MW eólicos y 150 MW Solares) en S/E Loica en todos los escenarios. Frente a lo anterior, el proyecto se evalúa con la finalidad de conocer la capacidad del sistema para permitir el desarrollo de generación en la zona.</p> <p>Se concluye que no resulta eficiente promover el proyecto en el ITF 2021, pues el sistema de transmisión entre S/E Loica y S/E Lo Aguirre cuenta con holgura para el desarrollo de generación.</p> <p>Se evaluará en procesos futuros su incorporación dependiendo de la declaración en construcción de proyectos de generación en la zona.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>permitirá mayor aporte de este tipo de energías, lo que va en línea con las políticas medioambientales de reducción de emisiones o forzantes climáticos.</p> <p>A la fecha, según la información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto de las subestaciones Alto Melipilla, Loica y Subestación La Estrella, se han recibido 10 solicitudes de conexión de acceso abierto de las cuales 5 se encuentran en tramitación. Cabe señalar que las 10 solicitudes de conexión suman un total de aproximadamente 2000 MW, mientras que las 5 solicitudes en tramitación corresponderían a 920 MW de potencia instalada.</p> <p>El alto interés existente en la zona, se ve graficado también por la proposición de las obras de ampliación “Cambio de conductor de las líneas 3x220 kV Loica - Alto Melipilla y 2x220 kV Alto Melipilla - Lo Aguirre” presentada por Trivento SpA y “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Loica – Alto Melipilla” presentada por el CEN, ambas rechazadas por la CNE. Lo anterior, representa un antecedente adicional que da cuenta del gran potencial de desarrollo ERNC en la zona, haciendo patentes las barreras de entrada que impone la infraestructura de Transmisión.</p> <p>En razón de lo anterior, se hace patente que la no consideración de la obra de ampliación propuesta provocará limitaciones de generación de todos los proyectos que están tramitando su conexión, atentando contra la competencia y costos operacionales eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional.</p>		
E31 -08	ITP Cap 10 - Anexo 1 -	Si bien la CNE realizó un análisis de seguridad de la instalación propuesta, no se realizó un análisis respecto a los beneficios	Se solicita incorporar en el Plan de	No se acoge la observación.

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	<p>Proyectos no recomendados. pdf Pagina 21 - Fila 114 Cambio de conductor de circuito 2 de la línea Miraflores - San Pedro 110 kV (Tramos San Pedro - Peñablanca - Tap Quilpué - Tap Achupallas - Miraflores)</p>	<p>económicos al SEN. Por lo anterior, se solicita a la CNE realizar el respectivo análisis según lo dispuesto en la letra b del artículo 88 del Reglamento de Planificación, correspondiente a la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, ya que el proyecto cumple con el criterio de reducción de los costos de operación del Sistema Eléctrico.</p> <p>El proyecto no tiene como objetivo solo la reducción de eventos de ENS debido al aporte de energía a nivel zonal, sino también permitir la inyección de energía renovable al sistema. De esta forma, se permitiría la reducción de costos operacionales y brindar eficiencia operacional.</p> <p>En base a lo estipulado en el Reglamento de Planificación, particularmente en su artículo 88°, el análisis de ENS para obras zonales no excluye al análisis de la evaluación económica de la obra propuesta.</p> <p>Si bien la CNE rechazó el proyecto debido a que no cumple con la etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio, se observa que el análisis realizado no cumpliría con el Reglamento o la metodología propuesta en el ITP. De acuerdo al artículo 89 del Reglamento de Planificación se establece lo siguiente: "Aquellos proyectos que permitan cumplir con los objetivos de esta etapa, así como aquellos proyectos provenientes de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, de acuerdo a lo establecido en la letra b) del Artículo 88.- del presente reglamento, pasarán a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión..." El proyecto cumple con lo establecido en la letra b) del Artículo 88, ya que el proyecto cumple con el objetivo de Eficiencia</p>	<p>Expansión 2021 la obra de ampliación "Cambio de conductor de circuito 2 de la línea Miraflores - San Pedro 110 kV (Tramos San Pedro - Peñablanca - Tap Quilpué - Tap Achupallas - Miraflores)".</p> <p>En subsidio, si es que existiesen reparos respecto a la inclusión de esta obra de ampliación en el Plan de Expansión 2021, se solicita que la CNE facilite los archivos correspondientes a la Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio que fundamentan la no recomendación de la obra. Asimismo, junto con la entrega de antecedentes, se solicita que la CNE otorgue un plazo prudencial al efecto para poder realizar</p>	<p>Respecto del análisis de seguridad zonal, este se adjunta en los Anexos a este ITF. En relación al análisis realizado, este corresponde al análisis de seguridad que se aplica a los sistemas de transmisión zonales, los que se encuentran dispuestos esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados e identificados territorialmente, sin perjuicio de su uso por parte de generadores o clientes no regulados.</p> <p>Por otra parte, no tiene sentido realizar un análisis de eficiencia operacional, de modo de determinar un posible ahorro en términos de reducción de los costos de operación del sistema por efecto de una obra como la propuesta, toda vez que el tramo en cuestión no presenta congestión proyectada en el corto o mediano plazo, de modo que su evaluación no arrojaría resultados favorables en ningún caso. Finalmente, y a diferencia de lo realizado para ciertas obras correspondientes al segmento de transmisión nacional, cuyo propósito es distinto al de las instalaciones calificadas como pertenecientes a los sistemas zonales, en este caso no corresponde un análisis de sensibilidad frente a la incorporación de montos de generación en la zona, en atención a lo anteriormente señalado.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>Operacional, debido a que la obra mejora los costos de operación del SEN. Tal como lo indica el numeral 7.4.3.2 de la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional del ITP 2021 y la letra b) del Artículo 88:</p> <p>“Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de operación y falla del Sistema Eléctrico”</p> <p>Por lo tanto, en virtud de la metodología establecida en el Reglamento, se solicita proceder con la etapa de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, debido a que el proyecto estaría cumpliendo con los requisitos indicados en el reglamento para poder ser evaluada dentro de esta etapa.</p> <p>El alto interés existente en la zona, se ve graficado también por la proposición de las obras de ampliación “Aumento Capacidad SE Peñablanca” presentado por Chilquinta Energía S.A. y “Nuevo Transformador en S/E Peñablanca” presentada por el CEN, ambas rechazadas por la CNE. Lo anterior, representa un antecedente adicional que da cuenta del gran potencial de desarrollo ERNC en la zona, haciendo patentes las barreras de entrada que impone la infraestructura de Transmisión.</p> <p>Finalmente, la CNE para justificar la no recomendación de la obra de ampliación indica lo siguiente: “En anexos se adjunta el detalle de los resultados de la evaluación de seguridad realizada para el proyecto.” En este punto es importante indicar que, si bien la CNE adjunta las bases de Digsilent, estas no corresponden a hojas de resultados o análisis, por lo que no fue posible contar con dicho análisis para el levantamiento de</p>	<p>observaciones sobre la base de dicha información pendiente de entrega.</p>	

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
		<p>observaciones al respecto. En función de lo anterior, dado que no se ha podido contar con la información pertinente y, por lo tanto, no fue posible analizar los argumentos técnicos de la Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio que fundamentan la no recomendación de la obra, se solicita que la CNE facilite los archivos correspondientes. Asimismo, junto con la entrega de antecedentes, se solicita que la CNE otorgue un plazo prudencial al efecto para poder realizar observaciones sobre la base de dicha información pendiente de entrega.</p>		
E31-09	<p>ITP Cap. 10 - Anexo 1 - Proyectos no recomendados. pdf Página 22 - Fila 115 Nueva Línea Lagunillas - Santa María 1x220 kV Nueva Línea Nueva Lebu - Santa María 2x220 kV Nueva Línea Cautín - Nueva Lebu 2x220 kV Nueva Subestación Nueva Lebu 220 kV Ampliación Barras Subestación</p>	<p>La CNE rechaza el proyecto señalando que "(...) de acuerdo a 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 6.4.9 del presente informe." En primer lugar, es preciso destacar que la referencia realizada por la CNE es en realidad respecto de la sección 7.4.8 del ITP, correspondiente a la etapa de análisis de mercado eléctrico común.</p> <p>En este punto es preciso señalar que los cálculos y el análisis realizados a la obra propuesta no se encuentran en los anexos compartidos por la CNE. Debido a lo anterior, se solicita hacer llegar los cálculos realizados por la Comisión, tal como se realiza con el resto de las obras promovidas. Asimismo, junto con dicha entrega, se solicita que la CNE otorgue un plazo prudencial al efecto para poder realizar observaciones sobre la base de los análisis pendientes, debido a que la falta no información no permitió formular observaciones técnicas en el plazo otorgado.</p> <p>Adicionalmente, se insiste en que la ejecución de esta obra permitirá el desarrollo del potencial eólico en la zona, permitiendo la reducción de costos operacionales del sistema.</p>	<p>Se solicita incorporar en el Plan de Expansión 2021 la obra nueva "Nueva Línea Lagunillas - Santa María 1x220 kV Nueva Línea Nueva Lebu - Santa María 2x220 kV Nueva Línea Cautín - Nueva Lebu 2x220 kV Nueva Subestación Nueva Lebu 220 kV Ampliación Barras Subestación Santa María 220 kV Ampliación Barras Subestación Lagunillas 220 kV".</p> <p>En subsidio, si es que existiesen reparos</p>	<p>No se acoge la observación. La obra fue evaluada y publicada en el ITP 2021 en la sección : 01 ITP/01 Anexos/05 Evaluaciones Económicas/Evaluación Económica General - ITP Obras Zonales.xlsx</p> <p>El nombre de la evaluación es "108 Zonal E Nueva Lebu" y como se observa de la evaluación económica no aporta beneficios al sistema en al menos tres de los cinco EGPT.</p>

ID	Disposición Observada del Informe Técnico Preliminar	Observación	Propuesta	Respuesta
	Santa María 220 kV Ampliación Barras Subestación Lagunillas 220 kV	<p>La zona en la cual se localiza la obra promovida se caracteriza por tener gran potencial eólico y existe gran número de solicitudes de conexión por acceso abierto a instalaciones con capacidad reducida y de escasa conectividad eléctrica debido a la ausencia de líneas y subestaciones. Esta escasa conectividad se convierte en la principal barrera para el desarrollo de proyectos renovables en la zona. Por lo tanto, es importante destacar que esta obra presentará beneficios para la operación y eficiencias constructivas. En el mismo sentido, cabe destacar que en el marco del proceso de PELP que está desarrollando el Ministerio de Energía se propone un polo de desarrollo localizado en la Región del Biobío, lo cual proporciona un contexto regulatorio de mercado en la zona que le da más sentido racional económico y de política pública a la promoción para este plan de expansión.</p>	<p>respecto a la inclusión de esta obra nueva en el Plan de Expansión 2021, se solicita que se incorpore el análisis de la evaluación económica de la obra propuesta dentro de las planillas publicadas por la CNE, tal como se realizó con el resto de las obras que fueron promovidas. Asimismo, junto con dicha inclusión de los respectivos análisis, se solicita que la CNE otorgue un plazo prudencial al efecto para poder realizar observaciones sobre la base de la información pendiente.</p>	